



UNIVERSIDAD ANDINA DEL CUSCO
FACULTAD DE DERECHO Y CIENCIA POLITICA
ESCUELA PROFESIONAL DE DERECHO



TESIS

LA APLICACIÓN DEL CONVENIO 169 DE LA OIT EN LA COMUNIDAD NATIVA
EL PILAR UBICADO EN EL DISTRITO Y PROVINCIA DE TAMBOPATA DEL
DEPARTAMENTO DE MADRE DE DIOS, DESDE LA EXPERIENCIA DEL LOTE 192.

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE ABOGADO

PRESENTADO POR: BACH. YEME YAKET TOLEDO PFOCCORI

ASESOR : Abg. JUAN HUAMAN AFAN

Puerto Maldonado – 2021



AGRADECIMIENTO

Es pertinente expresar el agradecimiento a mi asesor de tesis, jefe de práctica, a mi familia y a mi casa de estudios por hacer posible el presente trabajo.



DEDICATORIA

El presente trabajo de tesis está dedicada a mi familia por el inmenso apoyo recibido y aliento incesante, así mismo es grato agradecer a mi asesor de tesis por la calidad de enseñanza y paciencia para lograr el presente trabajo.



Jurados del presente trabajo de tesis:

Dictaminantes:

- 1) *Abog. Miguel Angel Vasquez Rodriguez*
- 2) *Abog. Fredy Ochoa Saire*

Replicantes:

- 1) *Abog. Grimaldo Achahui LoaizaMgt. Abog. Silvia Antonieta Polanco Chavez.*

Asesor de tesis

- 2) *Abg. Juan Huamán Afán*



INDICE:

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	12
1.1. Planteamiento del problema.....	12
1.2. FORMULACIÓN EL PROBLEMA.....	17
1.2.1 Problema principal.....	17
1.2.2 Problema secundario.....	17
1.3. JUSTIFICACIÓN.....	17
1.3.1. Conveniencia.....	17
1.3.2. Relevancia social.....	18
1.3.3. Implicancias prácticas.....	18
1.3.4. Valor teórico.....	19
1.3.5. Utilidad metodológica.....	19
1.4. OBJETIVOS DE INVESTIGACIÓN.....	19
1.4.1. Objetivo general.....	19
1.4.2. Objetivo secundario.....	19
1.5. Delimitación del estudio.....	20
1.5.1. Delimitación espacial.....	20
1.5.2. Delimitación temporal.....	20
1.5.3. Viabilidad.....	21
CAPITULO II: MARCO TEORICO	22
2.1. Antecedentes de estudio.....	22
2.1.1. Antecedentes nacionales.....	22
2.1.2. Antecedentes internacionales.....	23
2.1.3. Antecedentes Locales.....	24
2.2. Bases teóricas	24
2.2.1. La Organización Internacional de Trabajo OIT.....	24
2.2.2. El convenio 169 de la OIT.....	25
2.2.3. La naturaleza de la consulta previa.....	26



2.2.3.1.	R respecto a la etapa de la identificación de la medida	28
2.2.3.2.	Respecto a la identificación de los pueblos indígenas u originarios a ser consultados 29	
2.2.3.3.	Respecto a la publicidad de la medida legislativa o administrativa y la etapa de información sobre la medida legislativa o administrativa.....	29
2.2.3.4.	Respecto a la etapa del proceso de diálogo intercultural.....	31
2.2.3.5.	Respecto a la etapa de decisión	32
2.2.4.	La consulta previa en la jurisprudencia internacional.....	32
2.2.5.	En la legislación comparada sobre la consulta previa	34
2.2.6.	Los hidrocarburos.....	34
2.2.6.1.	¿Que son los hidrocarburos?	34
2.2.7.	La importancia de los hidrocarburos.....	35
2.2.8.	La exploración de hidrocarburos	35
2.2.9.	La explotación de hidrocarburos.....	36
2.2.10.	El gas licuado o GLP.....	37
2.2.10.1.	La importancia del gas licuado o GLP.....	37
2.2.11.	El petróleo.....	38
2.2.11.1.	¿Qué es el petróleo?	38
2.2.11.2.	¿Cuál es la composición química del petróleo?	38
2.2.11.3.	La historia del petróleo.....	39
2.2.11.4.	La importancia del petróleo	40
2.2.12.	Las comunidades nativas en el Perú.....	40
2.2.12.1.	¿Qué son las comunidades nativas, pueblos originarios e indígenas?	40
2.2.12.2.	Los pueblos originarios, indígenas y nativos en el Perú	41
2.2.12.3.	Los pueblos originarios, indígenas y nativos en Madre de Dios	41
2.2.12.4.	La comunidad nativa El Pilar	42
2.2.12.4.1.	Aspectos a considerar de la comunidad El Pilar	43
2.2.13.	El lote de hidrocarburos.....	43



2.2.14. El lote 192 de hidrocarburos en el Perú.....	44
2.2.14.1. La comunidad Achuar y el impacto por las operaciones de la empresa Occidental Petroleum Corporation Of Perú en el lote 1-AB (actualmente lote 192).....	45
2.2.14.2. La incursión de las operaciones de hidrocarburos por la empresa Pluspetrol Norte S.A en el lote 1-AB (En adelante Pluspetrol).	47
2.2.14.3. El lote 192 y las operaciones de la empresa Pacific Stratus Energy del Perú.....	50
2.2.15. El tratamiento normativo de los derechos concernientes a los pueblos originarios y el tratamiento normativo de la consulta previa en el lote 1AB y el lote 192	52
2.2.16. Respecto a la Constitución Política del año 1993:	53
2.2.17. Análisis de los acuerdos arribados en la consulta previa en el lote 192	54
2.2.18. La experiencia de la consulta previa en el lote 192 y los efectos de la explotación de petróleo.58	
2.2.19. El lote 191	61
2.2.20. La aplicación del convenio 169 de la OIT en el lote 191 desde la experiencia del lote 192. 62	
2.2.20.1. Respecto a la controversia sobre la correcta aplicación del artículo 4 del convenio 169 de la OIT sobre salvaguardar derechos, otorgar medidas especiales y el goce de los derechos de las comunidades nativas.....	63
2.2.20.2. Respecto al Artículo 7 del convenio 169 de la OIT, en lo que corresponde al derecho a decidir sus prioridades, el mejoramiento de sus condiciones de vida y la obligación por parte del Estado de velar por los estudios de la evolución social del pueblo originarios: ...	65
2.2.20.3. Respecto al artículo 15 del convenio 169 de la OIT, respecto a la protección de los recursos naturales y el beneficio de las operaciones de los hidrocarburos	68
2.2.20.4. Con relación al artículo 16 del convenio 169 de la OIT, respecto a no ser desterrados, el derecho a regresar a sus tierras los pueblos originarios o en su defecto el pago de indemnización:.....	70



2.2.21. La legislación comparada respecto al resarcimiento económico para las comunidades nativas por efectos de contaminación de la exploración y explotación de hidrocarburos.	71
2.3. Hipótesis	73
2.4. Categorías de estudio.....	73
2.5. Definición de términos.....	73
CAPITULO III: MÉTODO.....	75
3.1. Diseño metodológico.....	75
3.2. Diseño contextual.....	75
3.2.1. Escenario espacio temporal.....	75
3.2.2. Unidad de estudio.....	75
3.3. Técnicas e instrumentos y recolección de datos.....	76
3.3.1. Uso de las siguientes técnicas:.....	76
3.3.2. Instrumento:.....	76
CAPITULO IV: RESULTADO Y ANÁLISIS DE LOS HALLAZGOS.....	77
4.1. Resultado de estudio.....	77
4.2. Análisis de hallazgos:.....	78
4.3. Discusión y contrastación teórica de los hallazgos.....	79
4.4. CONCLUSIONES:.....	81
4.5. RECOMENDACIONES:.....	85
4.6. Referencias bibliográficas.....	87
ANEXOS	96



RESUMEN

Esta tesis es un análisis sobre la aplicación del convenio internacional N° 169 de la Organización Internacional del Trabajo (en adelante OIT), sobre Pueblos Indígenas y Tribales, tratado internacional aprobado el 2 de diciembre de 1993 sobre el lote 191, ubicado en la provincia de Tambopata del departamento de Madre de Dios, desde la experiencia del lote 192, desde el año 1971, estudiando su forma y modo de aplicación y sus resultados en la realidad de los pueblos originarios comprometidos en las operaciones de hidrocarburos en el lote 192.

Así mismo, se resalta la importancia de la descripción e importancia de los pueblos originarios con su medio de vida, propiamente el medio ambiente que los rodea y finalmente cómo afecta el modo de vida las operaciones de hidrocarburos en estos territorios, esto para comprender la importancia de una correcta aplicación del convenio 169 de la OIT, por las operaciones de hidrocarburos.

La presente tesis hace un análisis de convenio 169 de la OIT, y su aplicación en el Perú desde la óptica de las normas legales, constitucionales y normas supranacionales en el lote 192, para poder obtener y conocer la correcta aplicación del convenio en mención en lote 191, con el fin de salvaguardar los derechos de la comunidad nativa el Pilar, y aminorar los posibles impactos negativos que surjan de las operaciones de hidrocarburos.

La comunidad nativa El Pilar, es un pueblo objeto de consulta previa, y es de necesidad la observación del modo y forma de su aplicación, comparando el antes, el durante y el después de la consulta previa en el lote 192, constituyendo una experiencia de gran importancia para poder enriquecer principalmente la etapa de información hacia la comunidad El Pilar, y así lograr la protección del medio ambiente en el que viven, un correcto provecho, y beneficio en esta comunidad, que dicho sea de paso es uno de los fines que contempla el convenio 169 de la OIT.



ABSTRAC

This thesis is an analysis of the application of International Convention No. 169 of the International Labour Organization (ILO), on Indigenous and Tribal Peoples, an international treaty approved on December 2, 1993 on Lot 191, located in the province of Tambopata of the department of Madre de Dios, from the experience of lot 192, since 1971, studying its form and mode of application and its results in the reality of the native peoples involved in hydrocarbon operations in lot 192.

It also highlights the importance of the description and importance of indigenous peoples with their livelihood, properly the environment that surrounds them, and finally how it affects the way of life of hydrocarbon operations in these territories, this to understand the importance of a correct application of ILO Convention 169, for hydrocarbon operations.

This thesis makes an analysis of ILO Convention 169, and its application in Peru from the perspective of legal, constitutional and supranational norms in lot 192, in order to obtain and know the correct application of the convention mentioned in lot 191, in order to safeguard the rights of the native community el Pilar, and mitigate the potential negative impacts arising from hydrocarbon operations

The native community El Pilar, is a town object of prior consultation, and it is necessary to observe the mode and form of its application, comparing the before, during and after the prior consultation in lot 192, constituting an experience of great importance to be able to enrich mainly the stage of information towards the community El Pilar, and thus achieve the protection of the environment in which they live, a correct benefit, and benefit in this community, which incidentally is one of the purposes contemplated by ILO Convention 169.



Palabras claves:

- OIT : Organización Internacional del Trabajo
- OPH: Operaciones de hidrocarburos que suponen la exploración y explotación de hidrocarburos
- ILO: International Labour Organization
- Hidrocarburos : Elementos orgánicos estructurados molecularmente, provenientes de átomos de hidrógeno y carbono, del mismo que se desprenden principalmente el petróleo y el gas.
- Petróleo: compuesto líquido graso de coloración oscura de carácter inflamable
- Gas: compuesto gaseoso altamente inflamable por sus compuestos de metano y propano.
- Pueblos originarios: Son sociedades descendientes de quienes estaban en el lugar antes de la llegada de otros que ahora constituyen la sociedad mayoritaria y dominante.
- GLP : Gas licuado de petróleo
- 1AB : Lote de petróleo desde el año 1986 al 2012
- 1-A : Lote de petróleo en el año 1971
- 1-B : Lote de petróleo desde el año 1975



CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del problema

Los hidrocarburos es el conjunto de elementos orgánicos estructurados molecularmente, provenientes de átomos de hidrógeno y carbono, del mismo que se desprenden principalmente el petróleo y el gas.

El nombre de petróleo proviene del idioma latín, compuesta por la palabra *petra* que significa piedra y la palabra en latín *oleum* que significa aceite, de carácter líquido, es un elemento energético de gran importancia, compuesto por átomos de carbono e hidrogeno y otros metales, presentados en sedimentos en el sub suelo donde hubo presencia del mar, depositado con presión entre capas sedimentarias en el subsuelo; del petróleo se desprende un tipo de gas, denominado gas licuado o GLP proviene de la mezcla de propano y el butano. (Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP), 2002)

En lo que concierne a la explotación de petróleo se tiene vestigios que el personaje bíblico Noe impermeabilizó su Arca con betún derivado del petróleo, de igual forma los pueblos de Mesopotamia ejercían el comercio con los asfaltos, las naftas y los betunes. Así mismo en lo que hoy se conoce el territorio de Irán, se contaba con pozos de petróleo hace aproximadamente 500 aC., paralelo a ello los ciudadanos chinos buscaban petróleo bajo tierra utilizando cañas de bambú y tubos de bronce. (Junta de Castilla y Leon, s.f.)

Para el año 1859, se registró el primer pozo moderno que dio inicio a una nueva época cuando se descubrió yacimientos de petróleo en Titusville - Pensilvania de los Estados Unidos, siendo esta la fecha del descubrimiento del petróleo, constituyéndose la fuente energética más importante en el mundo después del carbón. (Junta de Castilla y Leon, s.f.) (Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), 2021).



En América Latina, en el año 1900 en el departamento de Piura (Perú), los denuncios de terrenos petrolíferos obtuvieron múltiples demandas para realizar operaciones de hidrocarburos (*Fernando Noriega, 1962*); seguido de ello en el año 1971 el Estado peruano autorizó las operaciones de petróleo por primera vez en lote denominado lote 1-A, ubicado al norte del departamento de Loreto, frontera con Ecuador.

Las operaciones de petróleo tienen como núcleo el denominado pozo de petróleo, que se conecta mediante un ducto de comunicación entre la superficie y el yacimiento donde está contenido el hidrocarburo (*Torres, 2020*). Es decir, un pozo de petróleo es objeto de perforación en el subsuelo, por medio de barrenas de diferentes diámetros, de acero endurecido o incrustaciones de diamantes. (*Petroperu S.A, 2019*) (*Castro, 2013*)

Las operaciones de hidrocarburos ubicadas en la selva del Perú, se vienen desarrollando en territorios de posesión y propiedad de comunidades nativas, comprometiendo un impacto ambiental, que afecta a la cultura y el modo de vida de los pueblos que rodean estas operaciones de hidrocarburos, por lo que resulta necesario lograr una debida implementación del convenio 169 de la OIT en el Perú.

El lote 192, desde el año 1971, ha sido operado por tres empresas operadores de nombre Occidental Petroleum Corporation o denominado OXY (1971-2001), Pluspetrol Perú S.A, (2001-2015), Frontera Energy del Perú S.A (2015-2020), quienes desde un inicio han cometido evidentes actos de contaminación que vulneraron los derechos fundamentales de la comunidad nativa Achuar, que ha obligado al Estado a implementar el convenio 169 de la OIT mediante la Ley N° 29785 Ley de Consulta Previa, que ha sido aplicado para el año 2015 cuando se adjudicó el lote 192 a la empresa Frontera Energy del Perú S.A, con el fin de proteger a la persona humana, el medio ambiente en el que vive y su dignidad, conforme obra positivizada en el numeral 19 y 22 del artículo 2 de la Constitución Política del Estado.



La Constitución Política del Estado contempla los artículos 66, 67 y 69, donde se establecen que los recursos naturales son patrimonio de la Nación, con la facultad para adjudicar a particulares para su disfrute, mediante diversas formas de contratación, entre ellas obran las concesiones, contratos autorizados por decretos supremos; sin embargo, el Estado ha dispuesto un tratamiento especial a los recursos naturales ubicados en la Amazonía, pese a ello el Estado no ha garantizado el bienestar de la Amazonia ni de los pueblos originarios. (Constitucion Politica del Estado [CPE] Artículo 66, 67, 69, 26 de diciembre de 1993-Perù).

Ahora bien, el Convenio número 169 de la OIT, se encuentra implementado en el Perú mediante la Ley N° 29785, de fecha 7 de septiembre del 2011 y por primera vez ha sido aplicada en la amazonia en el lote 192 en el año 2015, para la adjudicación a la empresa Frontera Energy del Perú S.A, este procedimiento se realizó con un aparente éxito, sin embargo, al finalizar el contrato con la empresa citada en el año 2020, la OEFA ha detectado afectación directa al medio ambiente de la comunidad Achuar y las demás federaciones nativas comprometidas con el lote 192, así mismo se ha detectado afectación directa a las economías y cultura de estos pueblos, es decir no se ha cumplido con los objetivos del convenio 169 de la OIT pese a que se ha celebrado la consulta previa. (Convenio 169 de la OIT sobre Pueblos Indígenas y Tribales em Países Independientes [OIT] Artículo 4, 7, 15, 16, 27 de junio de 1989-Ginebra)

La consulta previa contempla el fin de lograr el consentimiento de los pueblos originarios a efectos de lograr un acuerdo, consentimiento e incluso su negativa, para salvaguardar su cultura, medio ambiente y salvaguardar la integridad de los pueblos originarios, por los efectos de las operaciones de hidrocarburos a instaurarse, debiendo tomarse medidas al respecto para que dicho impacto sea el mínimo; empero, en el presente caso, las afectaciones contra el pueblo Achuar y las otras federaciones del lote 192, no han sido



objeto de alguna medida que haya influido en aminorar, remediar los impactos negativos por las operaciones de hidrocarburos en estos pueblos originarios, es decir, estos efectos se repetirán en el lote 191 de hidrocarburos de Madre de Dios, de no mejorar el proceso de consulta previa con la comunidad nativa El Pilar sin modificación alguna. (Organización Internacional del Trabajo, 07 de junio de 1989), (Ley del derecho a la consulta previa a los pueblos indígenas u originarios, reconocido en el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo Ley 29785 (OIT). Artículo 1, 07 de setiembre del 2011- Perú)

La consulta previa tiene estrecha relación con los artículos 72.1, 72.2 y 110 de la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente, debido a que el primero busca que de las operaciones de hidrocarburos se realice preservando el medio ambiente en el que viven los pueblos originarios, el segundo busca el aprovechamiento de los recursos en forma sostenible incluyendo el aprovechamiento preferente por parte de los pueblos originarios; sin embargo, en el lote 192, no se vienen realizando en el sentido que las normas citadas estipulan, (Ley General del Ambiente Ley 28611 [LGA], artículo 72.1, 72.2, 110, 15 de octubre del 2005- Perú).

En esa misma línea, la deficiencia del proceso de la consulta previa en el lote 192, hizo que al momento de la afectación del medio ambiente en el territorio del pueblo Achuar, no tenga preponderancia ni la fuerza que otorga el convenio 169 de la OIT, porque no existe ningún acuerdo que logre un acto efectivo para salvaguardar el medio ambiente, su protección ni mucho menos alguna medida especial y efectiva que remedie la contaminación ambiental, que provenga como resultado de la consulta previa en el lote 192, sino por el contrario se tiene conocimiento de que estos pueblos necesariamente deben acudir al órgano jurisdiccional, a efectos de lograr el resarcimiento económico. (RPP NOTICIAS, 2021).



En madre de Dios desde el año 2012, se han delimitado los lotes de hidrocarburos denominados 191, 190 y 157, que comprometen operaciones dentro de territorios de pueblos nativos del departamento de Madre de Dios, entre ellos el territorio de la comunidad El Pilar ubicado en la provincia de Tambopata, aprobado conforme al lineamiento de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM, los artículos 62° y 66 de la Constitución Política. (Ley Orgánica que norma las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional [LOHTN] artículo 2, 20 de agosto de 1993 - Perú) (Constitucion Política del Estado [CPE] Artículo 62, 66, 29 de diciembre 1993 - Perú).

La comunidad nativa El Pilar se encuentran en la misma línea de riesgo de la comunidad nativa Achuar ubicado al Norte del Perú (Loreto), que ha sufrido una serie de eventos por las operaciones de hidrocarburos de las empresas adjudicadas desde el año 1971 en el lote 192, desde la exploración, explotación y pozos de hidrocarburos abandonados, pese a que se ha instaurado la consulta previa.

Los hechos de contaminación sufridos en el lote 192 y el proceso de la consulta previa celebrada en el año 2015, son objeto de estudio para prevenir y mejorar el proceso de consulta previa en el lote 191 en Madre de Dios, para conocer los aspectos que deben mejorarse, y mediante la descripción de los hechos hallar los aspectos que permitan conocer los aspectos que se necesita para lograr un proceso de consulta previa eficaz, consecuentemente la protección de los derechos fundamentales de la comunidad nativa El Pilar ubicado a 08 kilómetros de la ciudad de Puerto Maldonado, mediante la consulta previa que aún no se encuentra culminada.



1.2. FORMULACIÓN EL PROBLEMA

1.2.1 Problema principal

¿En qué medida se debe aplicar los artículos 4, 7, 15 y 16 del Convenio 169 de la OIT en el lote 191, en la Comunidad Nativa El Pilar ubicado en el distrito de Tambopata provincia de Tambopata, del departamento de Madre de Dios?

1.2.2 Problema secundario

- a) ¿Cuál es el marco jurídico aplicado para la suscripción del contrato de la empresa Frontera Energy del Perú S.A, para las operaciones de hidrocarburos en el lote 192?
- b) ¿Cuáles son los aspectos negativos del proceso de la consulta previa del convenio 169 de la OIT, practicado en el lote 192 para las operaciones de hidrocarburos de la empresa Frontera Energy del Perú S.A?
- c) ¿Cuáles son los aspectos que se deben mejorar en el proceso de la consulta previa del convenio 169 de la OIT, aplicada al lote 191, en relación a la comunidad nativa El Pilar ubicado en la provincia de Tambopata del departamento de Madre de Dios?
- d) ¿Cuáles son los beneficios que perciben las comunidades del lote 192, por la aplicación del convenio 169 de la OIT?
- e) ¿Cuál es el tratamiento de la consulta previa del convenio 169 de la OIT, en la legislación comparada?

1.3. JUSTIFICACIÓN

1.3.1. Conveniencia

Mediante el presente trabajo de investigación, se pretende lograr conocer el correcto proceder de la consulta previa, para la autorización de las operaciones que comprende la exploración de hidrocarburos y explotación de hidrocarburos en el lote 191 y la comunidad nativa El Pilar, ubicado a 08 kilómetros de la ciudad de Puerto Maldonado, distrito y provincia de Tambopata, del departamento de Madre de Dios, desde la



experiencia del proceso de consulta previa y su historia del lote de hidrocarburos 192, de la comunidad nativa El Pilar, ubicado a 08 kilómetros de la ciudad de Puerto Maldonado, distrito y provincia de Tambopata, del departamento de Madre de Dios, para lograr una descripción de las realidades y obtener información de relevancia que nos permita conocer las limitaciones normativas que se debe mejorar, en beneficio de la comunidad El Pilar.

1.3.2. Relevancia social

Las consecuencias de las operaciones que comprende el aprovechamiento de hidrocarburos, en lugares donde se encuentran asentados las comunidades nativas y campesinas ya existentes en el Perú, contienen un impacto similar en comunidades donde aún no se encuentran comprometidos con trabajos de extracción de hidrocarburos, haciendo que éstos puedan tener mayor cuidado en sus requerimientos y pactos que celebren con las empresas concesionarias de hidrocarburos y que la regulación legal a lograrse sirva para resolver las consecuencias de los efectos negativos y con mayor razón a la comunidad nativa El Pilar.

1.3.3. Implicancias prácticas

Las consecuencias de las operaciones que comprende el aprovechamiento de hidrocarburo, en lugares donde se encuentran asentados las comunidades nativas y campesinas, contienen un impacto en las demás comunidades donde aún no se encuentran comprometidos con trabajos de extracción de hidrocarburos, haciendo que éstos puedan tener mayor cuidado en sus requerimientos y pactos que celebren con las empresas concesionarias de hidrocarburos y que la regulación legal a lograrse sirva para resolver las consecuencias de los efectos negativos y con mayor razón a la comunidad nativa El Pilar.



1.3.4. Valor teórico

El valor teórico a lograrse con la presente investigación, es que se va a contribuir a la basta teoría existente sobre los efectos negativos de las operaciones que comprende el aprovechamiento de hidrocarburo, así como también se aportará a nuevos investigadores con nuevos conocimientos la correcta implementación de la consulta previa y lograr contratos de relevancia en favor del Estado y en favor de los pueblos originarios y nativos, así mismo lograr mayor inversiones de empresas petrolera y gasíferas que no signifiquen una amenaza en nuestro país.

1.3.5. Utilidad metodológica

Se pretende lograr que el presente trabajo de investigación sea fundamental, ya que, mediante este trabajo, lograremos que otros investigadores tomen en cuenta los conceptos y hallazgos que sirvan para continuar con sus investigaciones, así como también los representantes del parlamento nacional puedan tomar en cuenta para las iniciativas legislativas.

1.4. OBJETIVOS DE INVESTIGACIÓN

1.4.1. Objetivo general

Determinar cómo debe aplicarse los artículos 4, 7, 15 y 16 del Convenio 169 de la OIT en el lote 191, de la Comunidad Nativa El Pilar ubicado en el distrito de Tambopata provincia de Tambopata, del departamento de Madre de Dios.

1.4.2. Objetivo secundario

- a) Determinar el marco jurídico aplicado para la suscripción del contrato de la empresa Frontera Energy del Perú S.A, para las operaciones de hidrocarburos en el lote 192.
- b) Determinar los aspectos negativos del proceso de la consulta previa del convenio 169 de la OIT, practicado en el lote 192 para las operaciones de hidrocarburos de la empresa Frontera Energy del Perú S.A.



- c) Establecer los aspectos que se deben mejorar en el proceso de la consulta previa del convenio 169 de la OIT, aplicada al lote 191, en relación a la comunidad nativa El Pilar ubicado en la provincia de Tambopata del departamento de Madre de Dios.
- d) Determinar los beneficios que perciben las comunidades del lote 192, por la aplicación del convenio 169 de la OIT.
- e) Determinar el tratamiento de la consulta previa del convenio 169 de la OIT, en la legislación comparada.

1.5. Delimitación del estudio

La presente investigación abarcará lo concerniente a la aplicación de los artículos 4, 7, 15 y 16 del convenio 169 de la OIT en el lote 192, en el departamento de Loreto.

Se estudiará el proceso de consulta previa en el lote de hidrocarburos 191 en Madre de Dios, en lo que concierne a la comunidad nativa El Pilar.

Se analizará los alcances normativos y su implementación del convenio 169 de la OIT por las operaciones que comprende el aprovechamiento de hidrocarburos, en el lote 191, en referencia a la comunidad El Pilar, con fines de prevenir los nefastos efectos en lote 192.

1.5.1. Delimitación espacial

El lote 192 ubicado en el norte de del Perú, al norte de la provincia Datem del Marañón, del departamento de Loreto, más precisamente en los distritos Tigre, Andoas y Trompeteros. Con una extensión de 290 hectáreas,

El lote 191 de 431,542.14 hectáreas, ubicado en el distrito y provincia de Tambopata, en el departamento de Madre de Dios.

1.5.2. Delimitación temporal

El aspecto histórico abarcará desde el año 1971 hasta diciembre del año 2020.



La aplicación de la consulta previa del convenio 169 de la OIT desde el año 2011 al 2020.

1.5.3. Viabilidad

La presente investigación es viable, por cuanto demostraremos que los artículos 4, 7, 15 y 16 del Convenio N° 169 no se viene cumpliendo y cuya información básica sobre el impacto negativo de las operaciones que comprende el aprovechamiento de hidrocarburos, ocurridos en el lote 192, para lo que se cuenta con el material doctrinario, jurisprudencial e información de la legislación comparada.



CAPITULO II: MARCO TEORICO

2.1. Antecedentes de estudio

2.1.1. Antecedentes nacionales

- a) Autores: Fiorella Parra Mujica, Hernán Manrique López, Vania Martínez Zavala
tema: “Derrames de petróleo y afectación a la salud materno infantil en pueblos indígenas de la Amazonía peruana: un análisis exploratorio desde los determinantes de la salud” informe final de investigación de la Universidad del Pacifico Lima-Perú, 20/12/2019, investigación que arribó a la siguiente conclusión: El aumento de los derrames de petróleo representa un potencial riesgo para la salud de los pueblos indígenas, pues se han producido más de 175 derrames de petróleo que han implicado el vertimiento de más de 32,000 barriles de petróleo, teniendo lugar en la Amazonía, pues los derrames de petróleo podrían agudizar la inseguridad alimentaria y vulnerabilidad de las comunidades indígenas. (*H. Manrique López, 2019*)
- b) Autor: Vásquez Villalobos Julia Victoria y otros, en el proyecto de investigación titulada: “Percepciones y conflictos sociales de la actividad petrolera en territorios de comunidades indígenas, de la cuenca del río corrientes - trompeteros - Loreto-Peru- 2015 – 2016 (2017)” que tiene como problema principal que la selva peruana es un foco de atracción para grandes inversiones que implican obras de infraestructura y un uso intensivo de la tierra, siendo esta una situación que se repite en otros países de la cuenca amazónica, al respecto los lotes de hidrocarburos amenazan a la biodiversidad y a los pueblos indígenas. (Finer et al 2010 citado por Feconaco-Shinai, 2011). (*Vásquez Villalobos, 2015*)
- c) Autor: Duque Morales Darwin, en la tesis titulada: “una necesaria revisión de los mecanismos de adaptación del DIDH, en el ordenamiento jurídico peruano: el caso de los criterios de identificación de las comunidades indígenas reconocidos por el



convenio 169 de la OIT”, tesis de la Universidad de Piura-Perú, 2015, que contemplan como conclusiones que los criterios de identificación de los pueblos indígenas del Convenio 169 fueron regulados con un contenido distinto en el fuero interno, con el fin de proteger la descendencia directa, los estilos de vida y vínculos espirituales e históricos con el territorio que tradicionalmente usan u ocupan, las instituciones sociales y costumbres propias, la lengua, las tierras comunales. (*Duque Morales, 2015*)

2.1.2. Antecedentes internacionales.

- a) Autor: Malka Andrea San Lucas Ceballos, Tema: “Los Derechos de los Pueblos Indígenas ante la Explotación Petrolera del Yasuní-Itt” Tesis para optar el grado de doctor, en la universidad Universitat I Virgili - Tarragona- Ecuador – 2015, el mismo que ha concluido en que en Ecuador el petróleo constituye un pilar y a medida que la empresa petrolera continúa expandiéndose hacia los territorios indígenas, este recurso se ha convertido en una fuente de conflicto al promover la desterritorialización de los pueblos indígenas, afectando a su identidad cultural, por poner en riesgo incluso su supervivencia. (*San Lucas Ceballos, 2015*)
- b) Autor: Nelly María Duarte Cartagena, tema: “El Impacto Social de la Explotación y Extracción de Petróleo en la Zona Rural del Municipio de Melgar-Tolima (Estudio De Caso)” trabajo de grado para optar el título de Sociólogo, en la Universidad Colegio Mayor de Nuestra Señora del Rosario, 2016- Colombia el mismo que ha concluido en el que es evidente las migraciones internas generados por las operaciones por las empresas petroleras, pues genera cambios en el entorno económico, social y cultural, que conllevan procesos de adaptación de las familias rurales, locales en cuanto a su composición, organización, condición y calidad de vida. (*Duarte Cartagena, 2016*)



c) Autor: Claudia María Robles Moreno, Tema: “El Desarrollo Sustentable en la Comunidad Chontal de Oxiacaque y la Industria Petrolera”, tesis para obtener el grado de maestría en ciencias sociales con orientación en desarrollo sustentable en la Universidad Autónoma de Nuevo León Instituto De Investigaciones Sociales, Mexicano- junio 2015, el mismo que concluye en que el 25.6% de los efectos de la industria petrolera afecta a la alimentación y los encuestados reconocieron como efectos directos la muerte de las plantas y, la pérdida de nutrientes de la tierra, a esto se le agrega los problemas indirectas provocados por la extracción del petróleo, inundaciones y explosiones, convirtiéndolo en un problema que 21.33% de los individuos. (ROBLES MORENO, 2015)

2.1.3. Antecedentes Locales.

No existe, debido a que, en Madre de Dios, las operaciones de hidrocarburos recientemente serán objeto de contrato en los lotes 190, 191 y 157, tampoco existe ninguna investigación realizada en esta Región sobre el tema que nos ocupa.

2.2. Bases teóricas

2.2.1. La Organización Internacional de Trabajo OIT.

La Organización Internacional de Trabajo con sus siglas OIT (en adelante la OIT), y en el idioma inglés conocido como International Labour Organization con sus siglas ILO, es un organismo tripartito conformado por los Estados, Sindicatos, Trabajadores y Organización de empleadores.

Esta organización se ha creado en el año 1919 a finales del primer conflicto armado de carácter mundial, esto como parte del tratado de Versalles; en el año 1946 la OIT, se instituyó en un organismo especializado de las recién formadas Naciones Unidas. (Internatioal Labour Organization (ILO), 2021).



El 07 de junio del año 1989 en Ginebra, se dio la Conferencia General de la OIT, para la adopción del convenio 169 de la OIT, se tomó en consideración entre varios puntos los cambios sobrevinientes sobre los pueblos indígenas y tribales en todas las regiones del mundo, teniendo la necesidad de adoptar nuevas normas internacionales.

El convenio 169, se define como una norma supranacional que tiene fuerza de Ley para los estados que lo ratifican, conforme a los lineamientos establecidos por la Convención de Viena sobre el derecho de los tratados, y bajo el poder del principio *Pacta sunt servanda*, que obliga a las partes a cumplir los contratos. (Yrigoyen Fajardo, 2021)

2.2.2. El convenio 169 de la OIT

El convenio 169 de la OIT, en el artículo 06 sostiene que los gobiernos deberán consultar a los pueblos que sean afectados con una medida administrativa o legislativa, a mérito de un debido procedimiento, donde estos pueblos puedan participar libremente, bajo el principio de igualdad, con el fin de lograr su consentimiento, ya sea a través de un acuerdo o en su defecto asumir la negativa de dicho pueblo y respetarla.

El convenio 169, en el apartado 2 del artículo 13, define que el termino tierras comprende la totalidad del hábitat de las regiones que los pueblos hace uso y disfrute, debiendo tomarse las correctas medidas para poner a buen resguardo sus derechos conforme al artículo 14 del convenio 169, en lo que respecta a los pueblos de la Amazonia, la flora y fauna en su conjunto hace un ecosistema estrechamente ligado y dependiente; en un plano más concreto los ríos, quebradas, lagunas y los seres vivos, se encuentran estrechamente ligados para su desarrollo.

Los pueblos no solo viven de los alimentos que obran en un determinado radio de posesión, sino en un radio de territorio mayor, pues existe la necesidad de trasladarse a otras zonas con fines diversos, llámese alimentación, vestido, instrumentos de caza, costumbres, rituales etc.



En el artículo 15 del convenio 169, se estipula que la propiedad de los minerales es del Estado, y para su aprovechamiento previamente debe observarse la existencia de pueblos originarios y establecer un procedimiento de consulta, previo a cualquier decisión que los afecte, con la finalidad conocer múltiples cuestiones que pudieran formular estos pueblos, con el fin de lograr un consentimiento, acuerdo e incluso conocer su negativa, en caso de ser positiva su decisión hacerlos parte de los beneficios de las operaciones de hidrocarburos.

En el artículo 16 del convenio 169 de la OIT, se estipulan condiciones respecto a la prohibición de los traslados de los grupos originarios de las tierras que ocupan, de ser el caso con consentimiento de causa cuando así lo amerite, caso contrario se debe aplicar los procedimientos idóneos establecidos por la legislación nacional.

En esa línea el Tribunal Constitucional mediante la demanda de inconstitucionalidad contra el Decreto Legislativo N° 994, en el Exp. N° 00024-2009-PI Lima ha establecido que el convenio 169 es de aplicación obligatoria por todas las entidades estatales y que también es parte de nuestra legislación interna. (Tribunal Constitucional, 2011), como se puede advertir fue objeto de interpretación el convenio 169 de la OIT, así mismo ha sido reconocido con el rango constitucional en nuestro ordenamiento normativo.

2.2.3. La naturaleza de la consulta previa

Al respecto tenemos las siguientes definiciones:

El Ministerio de Cultura del Perú, define la consulta previa como un diálogo del Estado con los representantes de los pueblos originarios, a efectos de lograr un acuerdo sobre las medidas a adoptarse en el lote de hidrocarburos, que pone en riesgo sus derechos colectivos, así mismo establece que estos acuerdos obtenidos en el proceso de consulta previa son de obligatorio cumplimiento para ambas partes. (Ministerio de Cultura, s.f.)



La Universidad del Rosario contempla como definición, que la consulta previa es el derecho fundamental de los pueblos originarios o de carácter étnico, previo a emitirse cualquier decisión por parte del Estado que pueda afectarlos, con el objeto de proteger su cultura, su sociedad, su ámbito económico, así mismo prevé el derecho a la participación de los pueblos originarios. (Universidad del Rosario, 2021)

Por otra parte, la Oficina en Colombia del Alto Comisionado de las Naciones Unidas para los Derechos Humanos, dice que la consulta previa es de ejercicio libre y de plenitud a ser informado, así mismo es un instrumento para garantizar la participación de los pueblos originarios en los asuntos que los afecte. (Oficina en Colombia del Alto Comisionado de las Naciones Unidas para los Derechos Humanos, 2010)

En esta línea, para nosotros la consulta previa en el Perú, es un acto previo para adoptar una medida administrativa, o de carácter legislativo o cualquier medida que el Estado adopte y que afecta directa o indirectamente los intereses de los pueblos originarios, en el presente caso los intereses de la comunidad nativa El Pilar.

El Decreto Supremo que contiene la aprobación de las operaciones de hidrocarburos debe ser de conocimiento de los pueblos originarios previo a su emisión, con el objeto de conocer su forma, contenido y sus alcances.

La consulta previa, se encuentra sometida a un proceso con determinadas etapas constituye una herramienta por el cual el Estado debe exponer e informar de forma correcta a los pueblos comprometidos en el área de afectación por la las operaciones que comprende el aprovechamiento de hidrocarburos, con el fin de llegar a un acuerdo respecto de alguna afectación que pudiera advertirse o las que creen ambas partes considerar como objeto de acuerdo.

El Congreso de la República del Perú, ha implementado en su normativa interna la Ley de Consulta Previa N° 29785, con el objeto implementar el derecho de la consulta



previa, mediante parámetros y principios para su aplicación, como es la el principio de interculturalidad, en cuando corresponde al Estado reconocer, respetar las diferencias existentes entre culturas y valorar a cada una de ellas; se tiene el principio de buena fe, donde el Estado como dominante en la materia debe lograr objetivo de forma imparcial y justa, con la ausencia de coacción o condicionamiento durante el desarrollo de la consulta previa.

El principio de información oportuna, clara y especializada es la piedra angular del proceso de consulta previa, esto debido a que el Estado tiene la obligación de otorgar información completa, oportuna, pertinente y suficiente, para garantizar un dialogo correcto y debido a las pueblos originarios, con el fin de arribar a acuerdos pertinentes, para garantizar un correcto dialogo y se logren importante acuerdos.

Los pueblos objeto del convenio 169, son denominados originarios, nativos o indígenas, que se encuentren afectados por la medida a adoptarse, debiendo ser representados por su federación u organizaciones o en su defecto por su líder, sin embargo, previamente debe estar determinado, reconocido, conforme a los criterios de identificación en el artículo 7 de la Ley de consulta previa Ley N° 29785.

Ahora bien, la consulta previa en su artículo 8, contempla las etapas del proceso de consulta se divide en 7, conforme se desarrolla a continuación:

2.2.3.1. Respeto a la etapa de la identificación de la medida

La ley N° 29785 de consulta previa, obliga a las entidades públicas a identificar las medidas que puedan afectar a los pueblos originarios, así mismo otorga derechos a sus representantes para que soliciten la aplicación del proceso de consulta previa, respecto de las medidas que pudieran afectarlos.

En caso de que no sean identificadas las medidas, los representantes de los pueblos originarios, podrán pedir a la entidad Estatal a efectos de ser identificadas, en caso de



negativa debe seguirse el procedimiento administrativo hasta agotar la misma, en dicho caso deberá acudir conforme al proceso Contencioso Administrativo.

2.2.3.2. Respecto a la identificación de los pueblos indígenas u originarios a ser consultados

La norma de consulta previa, obliga a la entidad pública a identificar la medida que afectará a los pueblos conforme al artículo 20 de la Ley de consulta previa ley N° 29785. Así mismo, el Estado se encuentra obligado a identificar y conocer la denominación de los pueblos, su denominación oficial con el cual se identifique el pueblo originario o nativo, está obligado a conocer la ubicación geográfica y de acceso a su territorio.

La entidad del Estado debe conocer la información correspondiente a su cultura y aspectos étnicos del pueblo al cual afecte la medida a adoptarse, conocer el mapa etno-lingüístico integrando los elementos que componen su hábitat, ello implica saber quiénes son sus líderes y en el mejor de los casos quien la representa.

En caso de no haberse identificado al pueblo afectado, nada obsta para que estos pueblos deban hacer valer su derecho en caso de encontrarse en vía de identificación o aislamiento voluntario.

2.2.3.3. Respecto a la publicidad de la medida legislativa o administrativa y la etapa de información sobre la medida legislativa o administrativa.

En esta etapa se obliga a la entidad estatal a poner en conocimiento de las organizaciones y líderes de estos los pueblos, el acto que posiblemente los afecte y debe ser consultado.

La etapa de información es de vital importancia, porque es en esta etapa, los pueblos en consulta deben ser correctamente informados, de las medidas que los va a afectar, la proporción en el que esta medida los va a afectar, para dicho efecto, deberá el Estado



equiparse correctamente y contar con personal capacitado que pueda instaurar el proceso de información en forma correcta y lo más importante, de forma suficiente, este último implica información especializada.

No basta explicar en qué consiste el Decreto Supremo, sino se indica que existe la posibilidad de que ese decreto supremo se apruebe con condiciones que el pueblo consultado exige.

Se debe de informar la forma y modo de las operaciones de hidrocarburos, informar cómo se laboran en territorios similares del pueblo consultado, informar de las respuestas que se ejecuta como respuestas de la propia empresa ejecutora y el Estado, frente a hechos de contaminación ambiental o afectación a los pueblos indígenas, o en su defecto informar los planes de prevención que el Estado cuenta y los resultados en los lotes de hidrocarburos en ejecución.

Es cierto, que los pueblos originarios en consulta, no necesariamente cuentan con integrantes especializados en el tema, debiendo el Estado acudir para hacer de la información especializada en un tema entendible, fácil de comprender o en su defecto permitir la asistencia de un asesor a elección de los pueblos, toda vez que el objetivo es informar.

El Estado está en la obligación de informar, que ésta no es una oportunidad de obtener todos los beneficios sociales que es de obligación del Estado, sino es la oportunidad de conocer los riesgos que implica la ejecución de las operaciones de hidrocarburos y los posibles daños que pudieran sufrir, es decir la consulta previa no es una mera formalidad de aviso y verificar si están de acuerdo, sino es un proceso que tiene como fin conocer los puntos que se necesita solucionar en modo de prevención y solucionar anticipadamente a efectos de evitar daños irremediables.



2.2.3.4. Respeto a la etapa del proceso de diálogo intercultural

Esta es una etapa donde el Estado se intercomunica con los representantes o líderes de estos pueblos, con el fin de poner en la mesa los temas a ser debatidos, expresar sus preocupaciones, intereses, controversias, peticiones, así como los motivos y objeto de la medida a adoptarse.

Para el dialogo es importante premunirse de buena fe, otorgar alternativas mediante la comunicación asertiva, respetando la lengua con el cual se comunican cada uno de los pueblos.

A esta etapa no se puede abordar sin haber otorgado a la comunidad objeto de consulta una suficiente información de lo que conlleva esta actividad de hidrocarburos, durante su actividad y después; al respecto en esta etapa se necesita que la comunidad nativa tenga el poder de dialogo y poder de negociación, debido a que se le permita llegar a un acuerdo en caso de que exista controversia, pero ¿cómo llegar a conocer las controversias si no se está debidamente informados?

Consecuentemente, se debe diferenciar en dos partes el diálogo: el primero el dialogo que es objeto propiamente de la consulta previa; y, el segundo el dialogo de otras solicitudes que no son objeto de consulta previa, pero que pueden ser canalizadas por este proceso, conforme así ha sucedido en el lote 192 con la federación del pueblo Achuar.

En principio, es objeto de consulta el riesgo de contaminación a producirse, durante la exploración y explotación, también después de la misma cuando se abandonan los pozos. Debiendo abordarse las medidas inmediatas que el Estado ya cuenta o tiene en proyecto; la forma del resarcimiento de los posibles daños a causarse y si este será a cargo de la empresa contratista o del Estado.



También es objeto de controversia el tema de la servidumbre, pues al respecto existe una tasa de justiprecio de los predios cuando su uso es necesario, tratándose que indirectamente comprende una afectación se puede arribar a acuerdos respecto al valor estándar o preferencial del pago de justiprecio del territorio a ser usado como parte de las operaciones.

2.2.3.5. Respeto a la etapa de decisión

Respecto a la decisión, la ley de consulta previa, expresamente indica que la decisión debe estar debidamente motivada, es decir no debe dejarse de considerar los puntos arribados en la etapa de dialogo, tanto las posturas adoptadas por las partes y así como el punto de convergencia o divergencia, que pueda lograrse como resultado del proceso de consulta previa, ello implica que deben ser objeto de aprobación y decisión cuestiones posibles.

No debe olvidarse que los acuerdos arribados vía la consulta previa son exigibles en sede administrativa y judicial.

2.2.4. La consulta previa en la jurisprudencia internacional.

Tomando en consideración que la convención 169, ha sido suscrito por varios países en Sudamérica, entre ellos el país de Colombia que tiene desde el año 1991, donde estos pueblos también tienen un reconocimiento, pues adviértase que en sus artículos 286, 321, 329, 330 de la constitución política del país de Colombia otorga derecho territorial a estos pueblos.

La corte constitucional del mencionado país, mediante la sentencia SU-097/17, ha desarrollado principios rectores del proceso de consulta previa haciendo referencia a otra sentencia de Colombia T-129 del año 2011, donde se desarrollan criterios, objetivos de la consulta que dicho sea de paso es idéntica a nuestro país, pues ellos



también buscan el consentimiento basados en la libertad y con dotación suficiente de la información sobre las medidas que las afecten.

Así mismo, en esta sentencia se sostiene que debe llevarse un dialogo bajo el principio de igualdad, no debiendo utilizar el proceso en desmedro de estos pueblos o aprovechando las desventajas que podría suscitarse de la consulta de estos pueblos, debiendo ser de carácter flexible, de manera que se logre adoptar las necesidades de cada asunto.

También, se sostiene que en caso de que el Estado Colombiano no llegue a concertar en el proceso instaurado para la consulta previa, la medida estatal no debe contener medida arbitraria, siendo objeto de examen desde los principios de razonabilidad y proporcionalidad.

Por otro lado, corresponde revisar la jurisprudencia del país de Ecuador, esto debido a que Ecuador comparte selva con el Perú.

Ecuador desde la promulgación de su constitución el año 1998, contempla el artículo 224, concordante con el artículo 83 y 84 que reconoce el derecho de los territorios y derechos civiles de los grupos indígenas, en dicho sentido corresponde hacer mención de la Sentencia de la Corte IDH en el Caso Pueblo Indígena Kichwa de Sarayaku vs. Ecuador, donde 120 miembros del Pueblo Sarayaku, en esta sentencia fueron objeto de a mérito del Convenio 169, para las Operaciones Hidrocarburíferas, es decir las protestas sufridas fueron a causa de no respetar el derecho a la consultas previas reconocidas constitucionalmente en este país.



2.2.5. En la legislación comparada sobre la consulta previa

En México se ha promulgado la ley del Instituto Nacional de los Pueblos indígenas en esta materia, publicada en diciembre del 2018, el mismo que establece políticas directas respecto al respeto de los derechos fundamentales de estos pueblos.

En España se establece políticas y estrategias con el fin de proteger a la sociedad civil originados por causas de acción humana y causas naturales, pues básicamente se establece que el Estado es protector de sus ciudadanos y más aún a las poblaciones indígenas, conforme se aprecia en el siguiente texto de la Ley 17/2015, Sistema de Protección Civil:

2.2.6. Los hidrocarburos

2.2.6.1. ¿Que son los hidrocarburos?

Los hidrocarburos son la composición de elementos orgánicos, específicamente por átomos de carbono y compuestos de hidrógeno, teniendo como en estructura una malla de átomos de carbono, donde se encuentran adheridos átomos de hidrógeno, teniendo como base el carbono, consecuentemente se tiene la siguiente fórmula básica de los hidrocarburos: C_xH_y , y pueden hallarse en su estado líquido, gaseoso, eventualmente sólido.

Entre los hidrocarburos más conocidos corresponde ver el petróleo, un hidrocarburo en estado líquido, por otro lado, tenemos al gas GLP que proviene de la destilación del petróleo crudo que contiene compuesto de propano y butano y otros elementos en menor proporción.



2.2.7. La importancia de los hidrocarburos

Los hidrocarburos son una fuente importante para la generación de energía de gran importancia para las industrias, hogares y una gran importancia para el desarrollo de la vida cotidiana, consecuentemente los hidrocarburos en la actualidad, están categorizadas como la fuente de energía del mundo moderno.

Los hidrocarburos, en especial el petróleo ha sido el motor principal para la industria petroquímica, pues de este elemento deriva diferentes productos de plástico, fibras sintéticas, lapiceros, telas para diferentes tipos de ropa sintética, cremas, pinturas, partes de electrodomésticos, botellas de gaseosa.

Actualmente, en el Perú su exploración y explotación se encuentra regulado por la Ley Orgánica que norma las actividades de hidrocarburo en el territorio nacional Ley N° 26221; en lo que corresponde a las licencias para las operaciones de esta actividad se encuentran normadas en el capítulo segundo de esta Ley. Sin embargo, a efectos de lograr el mismo, previamente deberá observarse si en el área de contrato obran pueblos originarios, al cual deberán previamente instaurar un proceso de consulta previa, conforme al convenio 169 de la OIT, con el fin de lograr su consentimiento, o negativa para la incursión de las operaciones en su territorio.

2.2.8. La exploración de hidrocarburos

Para efectos de su ubicación esta pasa por una etapa de exploración de petróleo, previamente se debe tomar en consideración que las reservas se encuentran a cientos de metros por debajo la superficie; la exploración consta de cinco tipos de exploración: 1). La exploración geológica es aquella que para la ubicación de hidrocarburos analiza el tipo de presa, la cimentación y la calidad de cimentación, con el fin verificar si en un determinado lugar existe yacimientos de petróleo, 2). Exploración sísmica, que para la ubicación del hidrocarburo se usan explosivos y vibraciones a efectos de obtener



gráficos que producen ondas de carácter sísmico que otorgan información de las formas y profundidad de los yacimientos, 3). La exploración gravimétrica, es la ubicación del petróleo mediante la gravedad de las rocas, 4). La exploración magnética, es aquella técnica que estudia las variaciones de las características de una onda electromecánica en el subsuelo, 5) La exploración geofísica hace el estudio de las rocas que forman parte de una de la corteza terrestre que se integran de diversas propiedades físicas, como la elasticidad, el magnetismo y la densidad, precisamente estas propiedades permiten calcular el tipo de roca o constitución de las mismas y su profundidad en el subsuelo.

2.2.9. La explotación de hidrocarburos

A los yacimientos encontrados se les denomina con el nombre de pozos, donde a efectos de su producción se debe tomar en cuenta las características de cada yacimiento, sin embargo, en la gran mayoría de los pozos se perfora la tierra con excavadoras verticales, como una especie de cañón, hasta la ubicación del yacimiento, haciendo que el petróleo fluya por esos orificios mediante una tubería de menor diámetro, conocida como tubería de producción.

El yacimiento por lo general y por la presión que la contiene cuenta con energía propia, por la presión subterránea y los elementos que acompañan al petróleo ya sea agua o gas, haciendo que éste salga por sí solo, donde por lo general se instala en la parte superior del pozo denominado cabeza llamado "árbol de navidad", constituido por válvulas para regular la salida del petróleo.

La producción de petróleo se lleva por el desplazamiento del agua o gas, la presión de carácter natural disminuye conforme se van extrayendo el petróleo y el gas del yacimiento,



La presión artificial, se realiza insertando gas a presión en el yacimiento cuando se ha agota la presión natural.

Al principio no se conocían bien las fuerzas que afectaban a la producción de petróleo y gas natural, sin embargo, cuando se descubrió que bombeando agua en un yacimiento aumentaba la producción, la industria recuperaba entre el 15% y el 25 % de la capacidad de los yacimientos.

2.2.10. El gas licuado o GLP

Tienen su inicios en el siglo XX, a razón de que la gasolina se evaporaba de forma muy acelerada, pese a estar almacenada, la solución a este problema lo hizo Walter Snelling de profesión químico en el año 1911, al demostrar que el propano y butano eran los elementos volátiles y que podía producir energía, ya para el año 1973 las refinerías de petróleo al ver su importancia verían conveniente su comercialización para distintos campos, obteniendo el gas licuado de la mezcla entre el gas natural y el petróleo crudo; de un barril de petróleo se usa el 3% y esta es objeto del proceso de destilación, del cual se obtiene solo el 5% puramente de gas licuado o GLP.

2.2.10.1. La importancia del gas licuado o GLP

El gas licuado o GLP se usa para producir fuego en las cocinas domésticas, para las calentadoras de agua y piscinas climatizadas, así mismo es una fuente de calefacción, neveras, lavadoras, chimeneas y cortacéspedes.

También tiene una gran importancia en el transporte, pues el denominado auoGLP, ofrece un recorrido de hasta 430 kilómetros, así mismo propone una conducción silenciosa y sin turbulencias o vibraciones, se ha probado un rendimiento óptimo en el transporte marítimo y fluvial.



Es decir, para nuestra actualidad denominada época moderna, hace del gas licuado o GLP como un elemento energético necesario.

2.2.11. El petróleo.

2.2.11.1. ¿Qué es el petróleo?

El petróleo es un líquido graso, de coloración oscura que proviene de un origen natural que también recibe el nombre de petróleo crudo, ubicados en el sub suelo.

Su origen proviene básicamente de la transformación de materia orgánica, como el zooplancton, algas depositadas en los fondos denominados axónicos de los mares; así mismo el petróleo proviene de restos de plantas y organismos enterrados durante millones de años y que han sido objeto de transformación química o denominado craqueo natural, que por los efectos de las altas temperaturas y la presión ejercida durante la diagénesis que es el proceso de formación de roca ya sea por la acción del compactado, recristalizado o cimentado de materias orgánicas, tiene como resultado el estado líquido graso.

Como consecuencia del proceso descrito en el párrafo anterior, el petróleo se clasifica según su lugar de origen, así como las características de su densidad, pues estos pueden llegar a ser ligeros, medios, pesados, extrapesados.

Para la época de la industria petrolera se llega a clasificar los crudos de calidad dulce, que es aquel petróleo que contienen poco azufre dentro de su composición o el petróleo de calidad ácida que en su composición contienen basta cantidad de azufre.

2.2.11.2. ¿Cuál es la composición química del petróleo?

Su composición química es variable en cuanto a la cantidad de su compuesto químico razón por la cual el petróleo tiene los siguientes elementos químicos:



- En lo que corresponde al carbono esta se encuentra en un intervalo en peso de 84-87 %.
- En lo que corresponde al hidrogeno, esta se encuentra compuesta por un intervalo de peso de 11-14 %.
- En lo que corresponde al azufre, esta se encuentra en un intervalo de peso de 0-2 %.
- En lo que corresponde al nitrógeno se encuentra en un intervalo de peso de 0,2 %.

2.2.11.3. La historia del petróleo

Las operaciones que comprende el aprovechamiento de hidrocarburos en el planeta tierra, datan desde que el geólogo Abraham Pineo Gesner de nacionalidad canadiense desarrollo un proceso para refinar combustible, es a la fecha una actividad de gran envergadura, tanto en lo económico, social, y cultural desde el siglo XIX.

A lo largo de nuestra historia los seres humanos, hemos puesto al petróleo como el eje de toda actividad que implique el progreso económico y social, pero con mayor énfasis en las dos guerras mundiales, en especial y para efecto del presente trabajo en la segunda guerra mundial, donde el petróleo era el principal elemento para una guerra con tanques, aviones y barcos bélicos.

La segunda guerra mundial, tuvo resultados sin precedentes a favor del ser humano, conforme ha quedado asentado como la Declaración de Palacio en junio de 1941, suscritos por nueve gobiernos en exilio que tenían sus sedes en Londres, en fecha 14 de agosto de 1914, denominada carta del Atlántico y el 10 de diciembre de 1948 se proclama la Declaración Universal de Derechos Humanos. Estos tratados



internacionales se suscribieron a razón de las guerras internacionales y mundiales suscitadas, y han logrado ser incluso enmendadas a la presente fecha por la evolución en la tecnología, así como en las nuevas experiencias humanas en distintos ámbitos, entre ellos las afectaciones labores, afectaciones a los grupos étnicos etc.

Estos hechos fueron los principales que tuvieron como eje principal, el combustible proveniente del petróleo.

2.2.11.4. La importancia del petróleo

En la actualidad denominado la época moderna, el petróleo es usado principalmente como combustible para el transporte, la actividad agrícola, la actividad industrial, así mismo y en gran importancia para la generación de corriente eléctrica.

En nuestra vida cotidiana se ha vuelto indispensable, debido a que el petróleo es elemento esencial en la industria petroquímica, para la fabricación de plásticos, acrílicos, pinturas, envases de todo tipo, fibras textiles, productos insecticidas, guantes.

Así mismo, lo más importante es que el petróleo sirve para la creación de múltiples elementos necesarios para el funcionamiento de motores y similares, como los lubricantes, asfaltos, grasas para vehículos.

2.2.12. Las comunidades nativas en el Perú

2.2.12.1. ¿Qué son las comunidades nativas, pueblos originarios e indígenas?

Debe entenderse que el vocablo nativo, hace referencia a aquella persona o grupo de personas arraigadas a un determinado territorio; el vocablo originario hace referencia al origen, principios, inicio causa y en referencia a las personas, al origen de una



persona; por su lado el vocablo indígena es sinónimo de nativo, aborígen, autóctono, haciendo relación principalmente a una población originaria del habitad.

En síntesis, los pueblos nativos, pueblos originarios e indígenas, son aquellos grupos sociales con un determinado grado de culturalidad, que comparten vínculos ancestrales colectivos con el medio en el que viven, que presentan identidad indígena u originaria.

2.2.12.2. Los pueblos originarios, indígenas y nativos en el Perú

Son aquellos que descienden de las poblaciones que habitaban en el país antes de la Época Colonial e instauración de las actuales fronteras, reconocidas como Pueblos Indígenas que conservan su forma cultural, económica y política.

En el Perú, se tiene registro que a la fecha existe 55 pueblos de calidad indígena, estando la mayor parte de estos grupos en la Amazonia del Perú, pues en esta zona viven alrededor de 51 grupos nativos u originarios. Así mismo existen aún pueblos en aislamiento voluntario y no identificado ubicados en la Amazonia del Perú.

2.2.12.3. Los pueblos originarios, indígenas y nativos en Madre de Dios

Se registra que el proceso de ocupación humana en los afluentes del río de Madre de Dios, se ha realizado en dos denominados grandes momentos, siendo el primero la ocupación indígena de Madre de Dios, y el segundo la colonización contemporánea de Madre de Dios.

Respecto a la primera ocupación se encuentra basado a investigación arqueológicas que datan 1000 AC-1000 DC, y que estas poblaciones habrían sido de habla Arawak, siendo sus descendientes directos los Matshiguenka y los Yine o Piro, y que en la actualidad tendría presencia en Urubamba y Madre de Dios.

La segunda ocupación denominada la Colonización de Madre de Dios, se encuentra ligada a la conquista, pues a la Amazonia ingresaron en muchas oportunidades tanto



españoles como portugueses, y en específico a Madre de Dios desde el siglo XVI, con la particularidad de que estas entradas fueron seguidas de muchos fracasos por las guerras indígenas, de ahí que se registra 22 entradas, los principales motivos fueron la presencia del oro.

Sin embargo, esta resistencia no sería sino hasta el inicio del ciclo del caucho en Madre de Dios a partir del año 1900, siendo su producción con intervención de los pueblos Ashaninka y otros pueblos provenientes de diferentes partes del Perú, de ahí que en Madre de Dios se encuentran los pueblos Ese eja, Amarakaeri, Arasaeri, Kisambaeri, Sapiteri, Toyoeri, Wachipaeri, y otros que pudieron resistir a las epidemias.

2.2.12.4. La comunidad nativa El Pilar

Es una familia Arawak, del sub grupo étnico Matsiguengka del idioma Matsiguenka, o también algunos la clasifican como grupo perteneciente a los pueblos indígenas Shipibo y Ese Eja.

Actualmente se encuentra reconocido y regulado por la Ley N° 22175 Ley de Comunidades Nativas y de Desarrollo Agrario de las Regiones de Selva y Ceja, está comunidad está conformada por 45 familias aproximadamente, ubicada en el distrito y provincia de Tambopata, departamento de Madre de Dios, el mismo que ha sido reconocida mediante Resolución Directoral N° 0043-84-AG-RA-XXIV-MD de fecha 11 de setiembre de 1984, inscrita en la Partida N° 05008878 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Madre de Dios y en el Registro Regional de Comunidades Nativas de la Dirección Regional Agraria de Madre de Dios.

Su reconocimiento se sujeta a la emisión de la Resolución Ministerial N° 0433-86-AG/DGRA-AR de fecha 23 de junio de 1986, que resuelve aprobar el



procedimiento administrativo para la demarcación del territorio que actualmente ocupa la comunidad Nativa "El Pilar" así mismo se dispone se otorgue el Título de Propiedad N° 0018-86 a favor de la referida comunidad con una extensión de 2,690 hectáreas, inscrito en Registros Públicos en la Partida N° 07002708 de la Oficina Registra! de Madre de Dios. (Recurso de Apelación interpuesto Juan Quispe Baca (G.R.M.D.D), 2019).

2.2.12.4.1. Aspectos a considerar de la comunidad El Pilar

La comunidad nativa El Pilar, a la fecha ha resistido múltiples invasiones por mineros informales buscadores del oro, así mismo ha sido objeto de múltiples interdicciones policiales y militares en su territorio, es decir es una población social indígena que se encuentra en constante desventaja respecto de las actividades mineras en su territorio, teniendo como peligro la contaminación de sus ríos, quebradas y hábitat natural, que dicho sea de paso viene limitando su movilidad y expansión, pero no menos cierto, es que ya existe una política de defensa por parte del Estado en combatir esta actividad minera, así como los mismo pobladores de esta comunidad indígena, quienes han puesto férrea resistencia a la actividad aurífera.

Sin embargo, a la fecha existe una gran oportunidad que bien puede traer múltiples beneficios a dicha población indígena, por las operaciones que comprende el aprovechamiento de hidrocarburo en el lote 191, lugar donde también se encuentra la comunidad nativa El Pilar.

2.2.13. El lote de hidrocarburos

El lote de petróleo es un área determinada por el Estado a efectos de realizarse actividades de hidrocarburos que se encuentra en el subsuelo, esta se delimita en un



espacio territorial donde se realiza las operaciones que comprende el aprovechamiento de hidrocarburos.

2.2.14. El lote 192 de hidrocarburos en el Perú

Es objeto de estudio el lote 192 (denominación desde el año 2015); previamente revisaremos los antecedentes de dicho lote, pues esta se encuentra operativo desde el año 1971, primigeniamente denominados lote 1-A y lote 1-B, asentadas sus operaciones entre los ríos Corrientes, Tigre y Pastaza (Campanario Baqué & Doyle, Impactos socioambientales en los pueblos indígenas Impactos socioambientales en los pueblos indígenas operaciones de la empresa Pluspetrol , 2017).

Mediante el Decreto Supremo N° 003-71-EM/DS del año 1971, se aprueba el contrato de operaciones que comprende el aprovechamiento de hidrocarburo del lote 1A, celebrado entre el Estado y la empresa Occidental Petroleum Corporation Of Perú (en adelante Occidental).

Para el año 1975 se realizó la exploración de petróleo con éxito, comenzando ese mismo año su producción a gran escala de aproximadamente el 42 por ciento del petróleo en el referido lote, siendo su mayor auge aproximadamente 115.000 barriles de petróleo en su estado natural por día, esto durante 30 años de actividad. (EarthRights International (ERI), EarthRights International (ERI), Amazon Watch, 2007).

En esa misma línea se tiene que el 03 de abril de 1978, se emite Decreto Supremo N° 004-78-EM/DGH, se aprueba el contrato de operaciones que comprende el aprovechamiento de hidrocarburo para el Lote 1B, celebrado entre el Estado y la empresa Occidental Petroleum Corporation Of Perú.

Para el 22 de marzo de 1986, mediante el Decreto Supremo N° 006-86-EM, se aprueba el contrato de servicios para las operaciones que comprende el aprovechamiento de hidrocarburo en el Lote 1-AB, celebrado entre el Estado y Occidental Peruana Inc.



En fecha 01 de junio de 1996, a través del Decreto Supremo N° 024-96-EM, se aprueba el contrato de servicios para las operaciones que comprende el aprovechamiento de hidrocarburo en el Lote 1 AB, celebrado entre el Estado y la empresa Occidental. (Dirección de Supervisión del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA del ministerio del Medio Ambiente, 2013).

La empresa Occidental, al empiezo de su actividad aparentemente contaba con la tecnología de punta de aquella época, a efectos de tomar las precauciones de cualquier posible daño, sin embargo, utilizó prácticas prohibidas en los EE.UU., y esto tiene estrecha relación con los efectos de las operaciones que comprende el aprovechamiento de hidrocarburo efectuadas entre los años 1971 hasta el año 2000, pues se han vertido cantidades incalculables de aguas contaminadas en los afluentes de aguas locales, Así mismo, los desechos de esta actividad se han almacenado de forma inapropiada en el suelo, hechos que han generado daños graves en forma directa al medio ambiente y a la salud de los integrantes del pueblo denominado Achuar. (EarthRights International (ERI), EarthRights International (ERI), Amazon Watch, 2007).

2.2.14.1. La comunidad Achuar y el impacto por las operaciones de la empresa Occidental Petroleum Corporation Of Perú en el lote 1-AB (actualmente lote 192)

Mediante la Sentencia N° 394-2015 del Segundo Juzgado Civil de la Corte Superior de Loreto, se ordena al Gobierno Regional de Loreto, reconocer la personalidad jurídica del pueblo Achuar, asentado en los Ríos Tigre, río Corrientes, quebrada Masacuri, río Pastaza, río Huasaga, río Manchari, río Huitoyacu, quebrada Anazo, río Situche del departamento de Loreto, sin embargo el medio ambiente de este pueblo fue estropeada mediante un impacto ambiental incalculable que cobro incluso



vidas, esto desde el año 1971 hasta el año 2001, por la empresa Occidental Petroleum Corporation Of Perú.

Para el año 2001, trascurrió 30 años de las operaciones de hidrocarburos de la empresa Occidental, en el lote 1AB, de dichas operaciones se desprende las graves afectaciones al pueblo indígena Achuar, al haber contaminado los ríos, quebradas y afluentes del cual este pueblo se servía, teniendo como resultado al margen de un impacto ambiental negativo, muertes de muchos de sus integrantes, por envenenamiento de metales pesados, que son componentes del petróleo; sin embargo, las causas del daño causado a la comunidad nativa Achuar, se produjo básicamente, por la imprudencia y negligencia del operador del lote 1 AB, a esto debe agregarse que hasta el año 1993 nuestro país no había suscrito el convenio 169 de la OIT.

En los 30 años de contaminación continua el pueblo Achuar junto a otras comunidades hicieron valer su derecho judicialmente ante los tribunales de EE.UU, donde se encuentra la matriz de la empresa Occidental, demanda que se presentó en fecha 10 de mayo del 2007, por las causales de negligencia e imprudencia que desencadenaron daños ambientales y envenenamiento de integrantes de la comunidad Achuar y otras comunidades.

El litigio fue resuelto mediante un acuerdo privado y extrajudicial con carácter de secreto por la corte de dicho país, sin perjuicio del hermetismo del acuerdo, las partes indicaron que existe un monto de dinero que se administrará de manera colectiva, mediante el Fondo de Desarrollo del Alto Corrientes (FODAC), para ejecutar proyectos de desarrollo como beneficio de dicho acuerdo. (*Observatorio Petrolero de Amazonia Norte, 2015*)



2.2.14.2. La incursión de las operaciones de hidrocarburos por la empresa Pluspetrol Norte S.A en el lote 1-AB (En adelante Pluspetrol).

La empresa Pluspetrol Norte S.A, en fecha 17 de abril del 2001, se le autoriza la suscripción del contrato con el Estado, para las operaciones que comprende el aprovechamiento de hidrocarburo, Mediante Decreto Supremo N° 007-2000-EM, del Lote 1 AB.

Mediante el Decreto Supremo N° 048-2002-EM, de fecha 15 de noviembre el 2002 se autoriza la modificación del contrato de licencia para las operaciones que comprende el aprovechamiento de hidrocarburo en el lote 1-AB, con duración hasta el 29 de agosto del 2015.

Respecto al desarrollo de las operaciones de Pluspetrol, ha tenido una serie de cuestionamientos, entre ellos los nuevos puntos de contaminación y los efectos de pozos mal abandonados que estarían dentro del lote objeto de contrato.

A diferencia de las actividades realizadas por la empresa Occidental, el Perú empezó a implementar medidas de control ambiental mediante el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental en adelante OEFA, que se creó en el año 2008, adscrito al Ministerio del Medio Ambiente, este último creado el 13 de mayo de 2008, a través del Decreto Legislativo N° 1013 se crea el Ministerio del Medio ambiente, estos organismos en la actualidad cooperan básicamente con la regulación de la actividad de hidrocarburos y sancionan conforme a sus funciones.

En este sentido desde el año 2001 y con el apoyo de la tecnología, los hechos de contaminación y los daños en las comunidades nativas del lote 1AB, han sido resumidos en el informe N.º 411-2014-OEFA/DS-HID, de fecha 20 de octubre de 2014, emitido por la sub dirección de hidrocarburos y otros dirigido a la directora de



Supervisión de la Dirección de Supervisión del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental -OEFA.

El informe referido en el párrafo precedente, tiene como antecedentes que en 10 meses a partir del 20 de octubre de 2014, culminará el contrato de Pluspetrol, y que a dicha fecha esta empresa no ha realizado un correcto trámite para el abandono del lote 1-AB, así mismo no ha presentado un plan de remediación ambiental, esto conforme a las normas medioambientales que corresponden a la actividad.

El informe en mención expone la situación ambiental de lote 1AB, saltando a la vista la producción diaria donde por día se describe las siguientes cifras:

- Respecto al crudo (petróleo) se han producido la cantidad de 17 267 barriles.
- Respecto a la denominada agua de producción se tiene a cantidad de 620 842 barriles
- Respecto al gas de producción se tiene la cantidad de 6163 miles de pies cúbicos

De esta descripción llama la atención la cantidad de agua usada para efectos de obtener el petróleo, previamente entiéndase como agua de producción a aquella agua que se produce junto al crudo de petróleo y gas, es decir que los yacimientos se encuentran depositadas junto con grandes capas de agua en su estado natural, adicionalmente se inyecta agua a presión dentro del pozo de petróleo a efectos de sacar el crudo a la superficie.

El agua proveniente de la extracción es una de las formas de contaminación de gran impacto ambiental, porque al salir el agua con crudo, por lo general era vertida directamente a los ríos, quebradas y almacenadas en pozas de tierra sin cuidado alguno por parte de la empresa Occidental (1971-2000), este hecho es una práctica que se encuentra prohibida en EE.UU, siendo inaceptable para el medio ambiente,



salvo estas sigan un proceso o tratamiento a efectos de ser vertidas al medio ambiente.

Sin embargo, durante el año 2013 según la empresa de Pluspetrol estas aguas se habrían reinyectado al 100% a diferencia de la empresa Occidental; empero, en el informe del OEFA se verifica lo contrario.

En este informe la autoridad señala que la supervisiones entre el año 2012 y 2013 se han realizado 21 acciones de supervisión a las instalaciones del lote 1-AB, y de estas supervisiones 11 fueron especiales, nueve realizadas de forma regular y uno por acción de monitoreo, pero debemos hacer énfasis en las realizadas en forma especial, esto debido a que estas se realizaron a efectos de otorgar respuesta a las emergencias ambientales, en otras palabras derrames de crudos, por un promedio de 35 galones y 54 barriles de petróleo en su estado crudo.

La autoridad fiscalizadora del 24 al 31 de marzo del 2014, realizó una supervisión regular integral al lote 1AB, es decir se realizó la inspección de 184 instalaciones o componentes del lote 1AB, del cual el órgano fiscalizador ha obtenido los siguientes resultados:

- a. Falla de impermeabilización de áreas estancas de tanques de almacenamiento de hidrocarburos, se supervisaron 48 tanques que se encuentran en una inadecuada impermeabilización de áreas estancas.
- b. Ausencia o falla de impermeabilización de áreas de proceso, del cual se supervisaron 07 tratadores de crudo, del cual se ha observado 02 de estos que están ubicados sobre una losa de concreto impermeabilizada, pero con riesgo a que en caso de derrame impacte al suelo.
- c. Inadecuado funcionamiento del sistema de contención de las plataformas de los pozos de producción, de ello se desprenden tres pozos que no cuentan con sardinel para evitar el ingreso de agua de escorrentía a la cantina de los pozos



(contención), hecho que podría dar lugar a un derrame en caso de precipitaciones pluviales intensas.

- d. Inadecuado funcionamiento del sistema de drenaje de residuos líquidos,
- e. Inadecuado manejo de afluyente domésticos.
- f. Manejo inadecuado de sustancias químicas, lubricantes y combustibles.
- g. Inadecuado manejo de residuos solidos
- h. Suelos impactados con hidrocarburos
- i. Inadecuado mantenimiento de equipos e instalaciones
- j. Almacenamiento de agua contra incendios
- k. Instalaciones abandonadas
- l. No contar con permisos de captación de agua

A estas observaciones, debe acotarse que mediante la Resolución Directoral N° 534-2013-OEFA/DFSAI del 22 de noviembre del 2013, la DFSAI responsabilizó a Pluspetrol como causante de la pérdida irreparable de la Laguna Shanshococho, afectada por derrame de petróleo.

En las conclusiones del informe N° 411-2014-OEFA/DS-HID, de fecha 20 de octubre de 2014, se sostiene que la situación ambiental del Lote 1-AB, se circunscribe a los suelos de las DEA, donde se ha identificado lugares impactados, esto en adición a los que la empresa Pluspetrol ya había informado en su PAC, del cual se ha obtenido como resultado 38 sitios impactados en la cuenca del rio Corrientes, 35 lugares impactados en la cuenca el del rio Tigre, que suman un total de noventa y dos sitios impactados identificados por el OEFA.

2.2.14.3. El lote 192 y las operaciones de la empresa Pacific Stratus Energy del Perú.

Mediante el Acuerdo de Directorio N° 066-2014, del 23 de junio de 2014, el Directorio de Perupetro S.A. dispuso la aprobación del Lote 192, incluyendo el



íntegro del área del Lote 1-AB, para efectuar las operaciones que comprende el aprovechamiento de hidrocarburo en una extensión de 512,347.241 hectáreas (*Luis E. Ortigas Cúneo (PERU-PETRO), 2014*).

Desde el 30 de agosto de 2015, Perupetro S.A. y Pacific Stratus Energy del Perú S.A., suscribieron el contrato de servicios temporal para las operaciones que comprende el aprovechamiento de hidrocarburos en el Lote 192, autorizado por el Decreto Supremo N° 027-2015-EM, hasta el 02 de marzo del 2020,

La empresa Frontera, durante cinco años ha cometido hechos de contaminación, conforme obra en los antecedentes de la Resolución N° 192-2020-OEFA/TFA-de fecha 01 de octubre del 2020, que resuelve confirmar la medida preventiva a Frontera Energy del Perú S.A. referida a ingresar al Lote 192, para realizar las actividades de control, contención, limpieza y descontaminación en las áreas afectadas por los derrames ocurridos en el Lote 192 de hidrocarburos. (*Tribunal de Fiscalización Ambiental, Sala Especializada en Minería, Energía Actividades Productivas e Infraestructura y Servicios, 2020*)

Para el mes de febrero del 2021, la empresa Frontera Energy señaló que durante los cinco años y seis meses de operación, los procesos de limpieza se encuentran adelantados casi al 90% estando lo restante en finalizarse en dos a tres meses, esto en relación a la culminación de su contrato de explotación de hidrocarburos con Perupetro, sin embargo no se condice con la realidad, por los hechos antes expuestos. En fecha 05 de febrero del 2021 Perupetro S.A, al advertir la culminación del contrato de la empresa Frontera Energy, se dirigió a la opinión Pública indicando que garantizará la continuidad de servicios y seguridad de lote 192 hasta la suscripción del contrato con Perupetro con un nuevo contratista, esto no significa que la explote,



sino que estará a cargo del cuidado y mantenimiento de los bienes y las instalaciones del Lote 192 a partir del 6 de febrero de 2021.

La situación actual del lote 192 es que se encuentra en proceso de consulta previa conforme al convenio 169 de la OIT, con las federaciones de las comunidades nativas del lote 192, para otorgar la aprobación del contrato con una empresa que a la fecha no se conoce.

2.2.15. El tratamiento normativo de los derechos concernientes a los pueblos originarios y el tratamiento normativo de la consulta previa en el lote 1AB y el lote 192

En relación al lote 1- A, el Decreto Supremo N.º 003-71-EM/DS del año 1971 no registra en el Sistema Peruano de Información Jurídica – SPIJ, sin perjuicio de ello obran en múltiples informes del Ministerio del Medio Ambiente y al OEFA, sin embargo, tratando del inicio de contratación de lote 1-A y lote 1-B, estuvieron bajo la vigencia de la constitución de 1933, donde no se tenían previstos los daños ambientales mucho menos un mecanismo que considere una posible afectación de los pueblos originarios por las operaciones de hidrocarburos, sin embargo en su artículo 181, se puede advertir que existían consejos técnicos sobre asuntos indígenas, pero no tuvo mayor trascendencia en la defensa de los pueblos afectados como los Achuar.

Respecto a la Constitución Política de 1979 se tenía el artículo 34 donde el Estado estipulaba las manifestaciones de las culturas nativas el folklore nacional, el arte popular y la artesanía; en el artículo 35 lo correspondiente a la educación primaria de en su propia lengua; en el artículo 123, se regulaba el derecho a vivir en un ambiente sano, tomando en consideración el paisaje y la naturaleza, obligándose el Estado a adoptar medidas para la prevención y control de la contaminación ambiental.



En esta norma constitucional obra el capítulo VIII, que contenía el artículo 161, mediante el cual se les otorgaba existencia legal y personería jurídica a las comunidades nativas; en el artículo 162, se estipulaba el desarrollo integral de las comunidades nativas; en el artículo 163, estipulaba que las tierras de las comunidades nativas eran inalienable, es decir si se abordó el derecho de estos pueblos, otorgándole una significativa protección a las comunidades nativas, sin embargo en lo que concierne a la comunidad nativa Achuar (lote 1AB), esta no pudo ser objeto de algún derecho reconocido en esta Constitución de 1979, toda vez que no contaba con personería jurídica, consecuentemente el derecho del Pueblo Achuar no fue protegido durante los años 1971 y 1991, es más quedaron impunes en el Perú.

2.2.16. Respecto a la Constitución Política del año 1993:

Para la suscripción de esta constitución, ya el Perú había ratificado la convención 169 de la OIT, sin embargo, la implementación de este tratado en nuestro ordenamiento interno se daría en forma posterior en el año 2011.

Mediante una interpretación sistemática aplicando los artículos 1, y el artículo 2, numeral 1, 2 y 3, el Estado garantiza el derecho a la vida, integridad moral, psíquico, físico así como a su libre desarrollo y que además procure su bienestar, enmarcada que el ejercicio de estos derechos deben ser gozados con igualdad ante la ley sin discriminación de ninguna índole por parte de los pueblos originarios.

En el artículo 55 concordante con el artículo 56, los contratos celebrados por el Perú son de obligatorio cumplimiento en el derecho nacional, seguido de la descripción de la forma de la aprobación de los tratados.

Ya en el artículo 89 concordante con el artículo 149, les otorga existencia legal a estos pueblos y que además constituyen personas jurídicas y autónomas, así mismo se



sostiene que estos pueblos tienen derecho a la propiedad con carácter de imprescriptible.

En esa misma línea, esta constitución contiene una importante consideración de las comunidades nativas a efectos de salvaguardar sus derechos y obligaciones. Sin embargo, recién en fecha 7 de septiembre del 2011, se promulga la Ley N° 29785 “Ley del Derecho a la Consulta Previa a los pueblos indígenas u originarios”, teniendo como objeto desarrollar el proceso de la consulta previa, con el objetivo de alcanzar un acuerdo o consentimiento entre el Estado y la comunidad nativa. (Ley del derecho a la consulta previa a los pueblos indígenas u originarios, reconocido en el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo Ley 29785 (OIT). Artículo 1, 07 de setiembre del 2011- Perú)

En fecha 28 de agosto del año 2015, se emite el Decreto Supremo N° 027-2015-EM, que aprueba el Contrato para las operaciones de hidrocarburos en el lote 192, con la empresa Frontera Energy, para este decreto supremo se implementa el proceso de la consulta previa, contenido en el informe final N° 797-2015-MEM/DGAAE/DNAE/DGAE/RCO/SED/CIM, obrando en ella los anexos 6 y 7 concernientes a las actas de consulta de la cuenca Tigre y la cuenca Pastaza, lugares donde se encuentra asentadas las comunidades nativas Achuar y otros.

2.2.17. Análisis de los acuerdos arribados en la consulta previa en el lote 192

Se tiene que el pueblo indígena Kichwa de la cuenca el tigre, abordaron como acuerdos los siguientes puntos:

- El desarrollo de vivienda: al respecto el Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento expresa su más firme compromiso para apoyar e implementar acciones en beneficio de la población de las comunidades nativas asentadas en la en la cuenca del rio Tigre, ello implica la aplicación de programas en el ámbito



rural, con los siguientes compromisos: 1). Se compromete a la creación del programa nacional tambos (PNT), a efectos de implementar la creación del servicio que tendrá la función de evaluación de campo y los estudios correspondientes. 2). La implementación del Programa Nacional de Vivienda Rural (PNVR) a efectos de iniciar el trabajo de identificación y selección de familias beneficiarias para el año 2015 a 100 familias.3). La implementación del Programa Nacional de Saneamiento Rural a efectos de implementar 65 plantas de tratamiento de agua potable (PTAP), en el ámbito de las 04 cuencas, e implementara 44 PTAP en el transcurso del año 2016, de las cuales 09 serán en la cuenca del rio tigre.

- Se acuerda la incorporación del programa de vigilancia y monitoreo ambiental: es básicamente la canalización de los fondos destinados a la ejecución de proyectos de vigilancia ambiental, ello implica capacitaciones dos veces al año para 20 monitores ambientales de la cuenca del tigre.
- En educación: el Ministerio de Educación a través de sus programas se compromete a: 1). El fortalecimiento de la educación intercultural bilingüe (EIB), proyectan a la creación de nuevas redes educativas en el rio Tigre, formación en acompañamiento pedagógico como los ASPIS, 2). Capacitación de docentes bilingües de la cuenca rio Tigre. 3). La dotación de becas 18, beca doble oportunidad, beca de amistad peruana ecuatoriano.
- En lo que corresponde a los acuerdos arribados se tiene que el pueblo indígena Quechua y Achuar del alto Pastaza, representados por las organizaciones ORIAP Y FEDINAPA, han llegado al acuerdo de la creación de un fondo social exclusivamente para la ejecución de proyectos de desarrollo y vigilancia ambiental.



Todos estos acuerdos son de carácter social, de responsabilidad del Estado, que difiere sustancialmente de los acuerdos a arribarse en plano de una consulta previa por lo que implica las operaciones de hidrocarburos. De haberse arribado a acuerdos de carácter ambiental, como es la prevención de contaminación ambiental al margen de la legislación ya existente en dicha materia, el avocamiento a un acuerdo sobre la actividad de hidrocarburos, se habría podido evitar los siguientes hechos de contaminación que son objeto de sanción contra la empresa Frontera Pacific:

- De octubre del 2015 a mayo del 2018, se han suscitado 64 derrames de petróleo en la zona de trabajo de frontera del lote 192, esto a causa de la corrosión de los ductos fallas técnicas de la operadora (*LOPEZ TARABOCHIA, 2019*), en efecto esta información se corrobora con la Resolución N° 155-2020-OEFA/TFA-SE, de fecha 03 de setiembre del 2020, en dicha resolución se declara confirmar la resolución N° 139-2020-OEFA/DFAI del 31 de enero del 2020, donde resuelven sancionar a dicha empresa con multa, es decir en instancia administrativa se les ha encontrado responsables de contaminación ambiental, básicamente por corrosión de los equipos usados en la actividad.
- En fecha 16 de febrero del 2018, la ORIAP presentó una denuncia ambiental ante el OEFA, por contaminación durante el proceso de excavación del suelo para la instalación de tuberías de agua y desagüe en el territorio de la Comunidad Nativa Los Jardines, este hecho fue objeto de avocamiento por parte del OEFA, que mediante la Resolución N° 186-2021-OEFA/TFA-SE, de fecha 22 de junio del 2021, se halló responsable a la empresa en grado de apelación.
- Del 5 al 9 de febrero de 2018 se realizó la supervisión de la Dirección de Supervisión (DS) del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), en atención al derrame de fluido de producción ocurrido el 6 de enero



de 2018, en la zona del Tanque N° T-731, ubicado en la batería Huayurí, este hecho ha sido resuelto en grado de apelación mediante la Resolución N° 170-2020-OEFA/TFA-SE, de fecha 16 de setiembre de 2020, mediante el cual halló responsable a Frontera Energy del Perú S.A. imponiéndole la multa ascendente a 8.94 (ocho con 94/100) Unidades Impositivas Tributarias vigentes a la fecha de pago, el mismo que debe ser depositado en la cuenta recaudadora N° 00 068 199344 del Banco de la Nación., como se puede advertir esta no es la cuenta de la comunidad, ni mucho menos representa beneficio alguno a estos pueblos nativos.

- En esta misma línea el COEN (Centro de Operaciones de Emergencia Nacional), ha emitido un reporte complementario N° 3095 de fecha 14 de diciembre del 2019, respecto a la derrame del petróleo en el distrito de Trompeteros, esto en referencia al hecho suscitado en fecha 23 de noviembre del 2019 a horas 09:16 horas, donde los recorredores de vías reportaron fuga de fluido de producción (petróleo), en la denominada línea troncal 12, en el distrito de Trompeteros del departamento de Loreto, en el cual se advierte daños en el agua y la cobertura natural afectada. (Centro de Operacion de Emergencia Nacional., 2019)

Se debe tomar en consideración que la OEFA y el Tribunal de Fiscalización Ambiental, vienen resolviendo los problemas y actos de contaminación de la empresa Frontera Energy del Perú S.A., sin embargo, dentro de los acuerdos obra un punto denominado “La creación del Programa de Vigilancia y monitoreo ambiental”, esto con el fin preventivo de contaminación por estas operaciones de hidrocarburos, y como se puede advertir este programa no ha dado luces ni mucho menos se sabe respecto de su existencia, se podría colegir entonces, que no existe acuerdo alguno que permita ejecutar una medida tanto preventiva, durante ni mucho menos posterior a las



operaciones de hidrocarburos, consecuentemente se tiene una nueva afectación a los pueblos originarios que comprenden el lote 192, porque ningún acuerdo se ocupas de estos estos y que puedan ser objeto de exigencia al Estado o a la empresa operadora.

Al respecto debe considerarse, que si bien la consulta previa es con el Estado, en el presente caso los acuerdos arribados, sobre educación, vivienda, desarrollo social y a fines, no tienen sentido cuando se producen hechos de contaminación del agua y la tierra, pues estos elementos comprenden la contaminación de la fuente principal de su alimento y su supervivencia, razón por la cual la migración de estos pueblos a las ciudades es inminente, finalmente la pérdida de su identidad y costumbres se encuentran en evidente riesgo.

Consecuentemente, el objeto de la consulta previa contenido en el convenio 169 de la OIT, aplicado el año 2015 al lote 192, no ha cumplido su fin.

2.2.18. La experiencia de la consulta previa en el lote 192 y los efectos de la explotación de petróleo.

En el contrato con Pacific Straus Energy del Peru S.A, y Perupetro, respecto al contrato de Servicios temporales para la explotación de hidrocarburos en el lote 192, de fecha 30 de agosto de 2015, obra en la cláusula Décimo Tercera, la protección ambiental y relaciones comunitarias, sin embargo simplemente se avoca a la legislación nacional en materia ambiental y los acuerdos arribados de las comunidades con el Estado y como se pudo advertir en el apartado precedente no existe ningún acuerdo de relevancia que realmente pueda proteger y garantizar los derechos de las comunidades originarias en este lote..

Al respecto debe observarse que las cláusulas en el contrato de Perupetro y la empresa adjudicada al lote 192, en lo que corresponde a la consulta previa del convenio 169 de la OIT, indica que respeta los acuerdos arribados y no tiene injerencia alguna; sin



embargo, advirtiendo que el acuerdo arribado líneas arriba tienen más una connotación de carácter económico y social, estos acuerdos no tienen obligación alguna con la empresa contratista.

En lo que corresponde a las operaciones de hidrocarburos de Pacific Straus Energy Del Perú S.A en el lote 192, ya ocasionó daño ambiental en las cuencas del río Pastaza y la cuenca del río Tigres, ello implica la afectación a los pueblos Achuar y otros parte de estas cuencas, estos daños son recientes y no han sido remediados aun, esto se ve reflejado con los resultados de la Resolución N° 155-2020-OEFA/TFA-SE, de fecha 03 de setiembre del 2020, la Resolución N° 186-2021-OEFA/TFA-SE, de fecha 22 de junio del 2021, donde se halló responsable a dicha empresa, la emisión de la Resolución N° 170-2020-OEFA/TFA-SE, de fecha 16 de setiembre de 2020, el reporte complementario N° 3095 de fecha 14 de diciembre del 2019 emitido por el COEN (Centro de Operaciones de Emergencia Nacional), respecto al derrame del petróleo en el distrito de Trompeteros, esto en referencia al hecho suscitado en fecha 23 de noviembre del 2019; el daño ambiental ocurrido solo durante 3 años de operación (2 años de inactividad).

La empresa Pacific Straus Energy del Perú S.A, actualmente se encuentra en la etapa de cierre de pozos o abandono de pozos, es decir se encuentra saneando la documentación para su completo retiro de dicho lote, a esto se debe acotar que a la fecha Perupetro, es quien se encuentra a cargo del mantenimiento y cuidado de los equipos que se encuentran en dicho lugar.

Las operaciones de hidrocarburos de la empresa Pacific Straus Energy del Perú S.A a la fecha se encuentra culminada, y en lo que corresponde a los compromisos arribados entre el Estado y las comunidades nativas se tiene conocimiento que no se cumplen, muy al margen que tampoco se avocan a temas de prevención ni mitigación de los



efectos de contaminación, razón por la cual la Defensoría del Pueblo en lo que corresponde al lote 192 y lote 8 ha emitido el informe N.º 001-2018-DP/AMASPPI/PPI, titulado “Salud de los pueblos indígenas amazónicos y explotación petrolera en los lotes 192 y 8: ¿Se cumplen los acuerdos en el Perú?», (*Aedo Rueda, Nelly Herminia (Jefa del Programa de Pueblos Indígenas) DEFENSORIA DEL PUEBLO, 2018*)” este informe concluye en múltiples aspectos de incumplimiento, conforme se desarrolla a continuación.

- La defensoría del pueblo ha concluido que la población del ámbito de influencia del lote 192 se encuentra en una situación de riesgo por grave exposición a metales pesados, esto a solo tres años y seis meses de suscrita el Acta de Lima entre el Estado y las organizaciones indígenas, teniéndose como resultados los estragos a nivel de salud y educativo, consecuentemente la defensoría del pueblo ha recomendado al Ministerio de Salud, al Ministerio de Cultura, al Ministerio de Economía y Finanzas, a la Presidencia de Consejos de Ministros, a la Contraloría General de la República a cumplir con los acuerdos y sus obligaciones con estos pueblos nativos.

En este sentido, se advierte que en la consulta previa en el lote 192, no se ha informado respecto a los embates que importa la contaminación ambiental por derrame de petróleo, no se ha informado correctamente respecto de la importancia que supone una consulta previa.

Así mismo, se ha consultado a un pueblo indígena golpeado por las contaminaciones ambientales con amplias necesidades y carencias económicas, consecuentemente se ha visto reflejado que estos pueblos han visto una oportunidad económica y de aprovechamiento para su desarrollo social por la actividad de hidrocarburos, dejando de lado e ignorando el correcto desarrollo y objetivo de la consulta previa del convenio



169 de la OIT, toda vez que este convenio al margen de procurar proteger los derechos fundamentales de estos pueblos originarios, también busca su beneficio económicos de las operaciones de hidrocarburos, razón por la cual se advierte que no se ha preparado ni informado en forma debida a los pueblo originarios para abordar la consulta previa.

Es importante tomar en consideración, que se debe abordar el tema contaminación desde un punto de prevención, para así disfrutar cualquier beneficio que el Estado ofrezca, caso contrario de nada sirve tener una buena infraestructura en educación si en esa localidad no se puede beber el agua, si el medio de subsistencia como los animales y la vegetación se encuentran contaminados, de nada sirve tener programas de vivienda y alimentación, si la población tiene cargada en su organismo metales pesados que afectan a su salud. En esta misma línea, de nada sirve tener programas de salud si al final viven y se alimentan en un lugar contaminado.

En consecuencia, la consulta previa también contempla el beneficio económico de las operaciones de hidrocarburos, pese a ello tampoco ha sido abordado en el lote 192, en este sentido, razón por la cual también se corrobora una desinformación de las comunidades nativas, porque no se ha cumplido con realizar una correcta etapa de información.

2.2.19. El lote 191

El Lote 191 tiene una extensión aproximadamente de 431,542.14 hectáreas, está ubicado en el distrito de Tambopata, en la provincia de Tambopata, en el departamento de Madre de Dios. (*Ministerio de Cultura , 2021*), conforme a la imagen presentada.



Fuente: (Inforegion, 2014)

2.2.20. La aplicación del convenio 169 de la OIT en el lote 191 desde la experiencia del lote 192.

Conforme a la experiencia del lote 192 arriba descrito, el lote 191 aún no cuenta con el contrato para la exploración de hidrocarburos, de ahí la importancia de tomar en consideración que la empresa vaya a contratar con el Estado (Perupetro), no se encuentra obligado a ser parte del acuerdo, o participe en ella.

Consecuentemente, lo que se espera en el lote 191, es básicamente el impacto ambiental, social y económico en la comunidad nativa El Pilar, conforme lo sufrido por las comunidades nativas en el lote 192..

Habiendo explicado los impactos y hechos reales en el lote 192, corresponde verificar en qué medida se debe aplicar los artículos 4, 7, 15 y 16 del convenio 169 de la OIT en el lote 191, en la comunidad nativa El Pilar ubicado en el distrito de Tambopata provincia de Tambopata, del departamento de Madre de Dios.



2.2.20.1. Respecto a la controversia sobre la correcta aplicación del artículo 4 del convenio 169 de la OIT sobre salvaguardar derechos, otorgar medidas especiales y el goce de los derechos de las comunidades nativas.

El Congreso de la República la Ley N° 29785 “Ley del derecho a la consulta previa a los pueblos indígenas u originarios, reconocido en el convenio 169 de la organización internacional del trabajo (OIT)”, de fecha 30 de agosto del 2011, se tiene la implementación necesaria para el desarrollo de la consulta previa, razón por la cual el lote 191, ha sido objeto de consulta previa, siendo los pueblos indígenas Ese-Eja, Shipibo, Amahuaca, Yine, Kichwa Runa y Machiguenga, los asentados en 7 comunidades nativas tituladas y en proceso de reconocimiento, entre ellos la comunidad nativa El Pilar.

En fecha 21 y 22 de noviembre del año 2014, en la ciudad de Puerto Maldonado la entidad denominada como Perupetro en el Hotel Cabaña Quinta con los representantes de los pueblos indígenas, entre ellos los representantes de la Comunidad nativa El Pilar han llevado a cabo la primera etapa, así mismo esta etapa fue complementada en fecha 18 al 28 de febrero del año 2014, donde se publicó y se hizo entrega a los representantes de las comunidades nativas, el plan de consulta y la propuesta de la medida objeto de consulta, es decir el Decreto Supremo por el cual se aprobará la medida.

La etapa de la información se ha llevado a cabo en fecha 07 de marzo al 21 de marzo del año 2015, donde a efectos de informar se han seguido la temática de talleres informativo, siendo la comunidad El Pilar el segundo grupo de trabajo. A esto debe agregarse que se habría contado con interpretes elegidos por el Ministerio de Agricultura, sin embargo, se ha proporcionado información muy básica, pues esta se



ve reflejada en la consulta interna plasmada en el acta de evaluación interna de la comunidad nativa El Pilar.

En la etapa de la evaluación interna los comuneros de la comunidad nativa EL Pilar se reunieron en fecha 19 de abril del 2015, donde en acta extraordinaria se plasmaron peticiones no acordes al objeto de la consulta previa, toda vez que estos pueblos serán afectados de manera muy seria en el aspecto ambiental, pues al respecto véase las siguientes peticiones no acordes a la consulta previa:

- Construcción de infraestructura educativa secundaria y mejoramiento de la escuela primaria, debidamente implementados
- Capacitación técnica a jóvenes de la comunidad, en medicina tradicional y no tradicional
- Creación y construcción del instituto Superior Tecnológico y Pedagógico intercultural
- Capacitación de docentes (educación intercultural bilingüe)
- Construcción de una casa en Puerto Maldonado para albergar a los jóvenes estudiantes de las comunidades nativas con su respectivo auditorio
- Construcción de una Posta Medica
- Servicios de saneamiento básicos (agua potable y desagüe) y pozos tubulares.
- Apoyo en gestión para la implementación del proyecto de Electrificación a través de redes y dotación de paneles solares
- Pavimentación de calles de la comunidad
- Parque infantil y plataforma de deportiva.
- Proyecto mercado comunal
- Desarrollo de proyectos ganaderos agrícolas (asesoría, tractor, desgranadora, moladora de maíz, peladora de arroz, saltamontes y dos trilladoras)



- Proyecto de reforestación de árboles maderable
- Proyecto comunal de piscigranja
- Apoyo en la gestión para la creación de una empresa comunal fluvial
- Formación y capacitación técnico de comuneros en elaboración e implementación de proyectos de interés.

Para la etapa del dialogo, solo se ha considerado que en el contrato obre la cláusula sobre los derechos de los pueblos indígenas y la evaluación técnica, así mismo la inclusión del Programa de Monitoreo Ambiental y Social Comunitario (PMAC), básicamente con el objeto de aparentemente conocer el estado del trabajo de exploración y explotación de hidrocarburos en forma deficiente, que no es óptimo para una consulta previa.

Consecuentemente se advierte que la medida en la forma abordada no informa realmente de los riesgos que conlleva las operaciones de hidrocarburos, consecuentemente no protege el derecho los derechos que contempla el convenio 169 de la OIT, como es proteger a las personas, las federaciones nativas, el derecho al trabajo, los aspectos culturales y mucho menos garantizan la protección del medio ambiente de los pueblos originarios.

2.2.20.2. Respecto al Artículo 7 del convenio 169 de la OIT, en lo que corresponde al derecho a decidir sus prioridades, el mejoramiento de sus condiciones de vida y la obligación por parte del Estado de velar por los estudios de la evolución social del pueblo originarios:

En el presente caso, se tiene el acta de consulta interna de fecha 19 de abril del 2015, de la comunidad El Pilar, expresa sus peticiones, entre los más resaltantes se encuentran la petición al Estado respecto de la inclusión mediante una norma legal hacia la empresa, donde considere un porcentaje de dinero dirigido al desarrollo de



la comunidad nativa, así mismo hay peticiones de carácter social, como la implementación de educación, vivienda, salud, así como condiciones para que los productos de la comunidad nativa, sean consumidos por la empresa petrolera, sin embargo la empresa promotora, ha dividido en dos partes estas peticiones.

La división de las peticiones, hacen caso a que la comunidad nativa El Pilar, expresa su necesidad social, y que la entidad del Estado se comprometa a trasladar a instancias correspondientes, como el Gobierno Regional y local, por otra parte, están los temas ligados propiamente a la consulta y la empresa promotora ha identificado los siguientes:

1. Medida administrativa y contrato
2. Trabajo
3. Servidumbre, compensación e indemnización
4. Ambiental y social
5. Participación
6. Capacitación
7. Beneficios

Al respecto se puede colegir, que la comunidad nativa no ha abordado los temas relacionados a la consulta previa, debido a que no han sido correctamente informados respecto a lo que supone la medida a adoptarse y lo que comprende la consulta previa, pues se advierte que los temas objeto de consulta no se han desarrollado apropiadamente en el fuero interno de la comunidad El Pilar, y esto es comprensible debido a que los pueblos indígenas desconocen el Decreto Supremo N° 032-2004-EM, que se ocupa de Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, el Decreto Supremo N° 039-2014-EM, que constituye el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, el



Decreto Supremo N° 023-2018-EM, que modifica el reglamento para la protección ambiental en las actividades de hidrocarburos más aun tratándose de un tema especializado, de ahí la importancia de la obligación del Estado en informar de forma suficiente de los estudios de las operaciones de hidrocarburos sobre la comunidad el Pilar que dicho sea de paso no existe.

Las comunidades nativas deben ser informados principalmente de temas que aborda el Decreto Supremo N° 032-2004-EM, como es el estudio ambiental e instrumentos de gestión ambiental complementarios, estudio de impacto ambiental detallado, modificaciones y ampliaciones de las actividades de hidrocarburos que generan impactos ambientales significativos, participación ciudadana, disposiciones técnicas aplicables a las actividades de hidrocarburo, protección de la flora, fauna y ecosistemas, manejo y almacenamiento de hidrocarburos y productos químicos, manejo de residuos, afluentes y emisiones, prevención, estudios de riesgo y planes de contingencia, la forma y modo del transporte de hidrocarburos, la suspensión y terminación de la actividad de hidrocarburos, y lo más importante el abandono de una actividad de hidrocarburos, área y/o instalación, es decir ello contempla que deben ser asesorados por especialista que ayude a las comunidades abordar este tipo de dialogo.

En ese sentido, solo si abordan estos temas de manera apropiada (especializada), se podría recién abordar los beneficios de las medidas administrativas y contrato, trabajo, compensación e indemnización y beneficios, pues el tema ambiental es base de todos los beneficiosos a gozarse.



2.2.20.3. Respeto al artículo 15 del convenio 169 de la OIT, respecto a la protección de los recursos naturales y el beneficio de las operaciones de los hidrocarburos

Corresponde remitirnos al fundamento 21 del expediente Exp. N° 0022-2009-PI/TC – Lima del Tribunal Constitucional donde expresamente define tres tipos de medidas legislativas conforme al siguiente texto:

(...) aquellas dirigidas exclusivamente a regular aspectos relevantes de los pueblos indígenas, en donde la consulta será obligatoria, por afectarles directamente. Y de otro lado, normas de alcance general, que podrían implicar una afectación indirecta a los pueblos indígenas. El tercer tipo de medida legislativa es aquella en la que determinados temas que involucren una legislación de alcance general, requiera establecer, en algunos puntos referencias específicas a los pueblos indígenas (...)

Al respecto, adviértase que estamos ante un Decreto Supremo que permitirá la suscripción de un contrato con una empresa que realizará trabajos de exploración, que, al usar elementos como el agua, tierra y espacio, afectaran de forma directa a los territorios de la comunidad nativa El Pilar, esto implica entonces que se debe consultar, en forma específica respecto de los recursos naturales, debido a que componen los elementos de subsistencia de estos pueblos originarios.

La actividad de explotación de hidrocarburos, independientemente de la ubicación de los pozos, al sufrir un derrame de petróleo no supone la contaminación de un solo área, sino la contaminación de sus afluentes, ríos, quebrada y todo el recorrido que esta supone, el mismo que se extiende por kilómetros, como es por ejemplo el río Tambopata, así mismo el envenenamiento a los animales que se movilizan por distintos sectores de la selva, tanto fluvial como terrestre.



En el lote 191, el único procedimiento que se ha puesto en marcha, es el procedimiento establecido en la Ley N° 29785, ley del derecho a la consulta previa a los pueblos indígenas u originarios; por lo que merece un mayor estudio por parte del Estado a efectos enriquecer la etapa de información, pues esta etapa es vital, para que en la etapa del diálogo se pueda realmente abordar temas de suma importancia que sean determinantes al momento de ejecutarse la medida de explotación y exploración de petróleo y se pueda salvaguardar el derecho a la vida, derecho a la salud, al desarrollo social, protección de sus costumbres y la protección del medio ambiente en el que viven, que dicho sea de paso son derechos constitucionalmente protegidos. Ahora bien, en el proceso de consulta previa del lote 192 obran beneficios económicos a un 0.75% del valor monetario de la producción fiscalizada, que será depositada en un fondo fideicomiso privado a favor del pueblo indígena Kichwa de la cuenca de río Tigre, respecto de los pueblos del río Pastaza, el beneficio económico se canalizara vía gestión del Ministerio de Cultura vía el Canon y en lo que corresponde a los pueblos Quechua y Achuar de los ríos Pastaza y Corrientes ha propuesto 2.5%, del valor monetario de la producción fiscalizada, hecho que no fue aceptada por la entidad promotora, razón por la cual se aprecia que el Estado cuenta con límites que no se expresan y que hacen de la negociación en deficiente.

En este sentido, en lo que corresponde al lote 191, se advierte que por parte de la comunidad nativa El Pilar, no se aprecia propuesta alguna respecto del beneficio económico, o propuesta de alguna pretensión en porcentaje del del valor monetario de la producción fiscalizada.



2.2.20.4. Con relación al artículo 16 del convenio 169 de la OIT, respecto a no ser desterrados, el derecho a regresar a sus tierras los pueblos originarios o en su defecto el pago de indemnización:

Debe precisarse que en el lote 192, la comunidad nativa Achuar, ubicado geográficamente entre el Perú y Ecuador, ha perdido parte de su identidad por la actividad de extracción petrolera, conforme se ha descrito en el apartado del lote 1AB o lote 192, donde se ha evidenciado el daño sufrido desde el año 1971 hasta el año 2001 y así sucesivamente hasta el año 2020.

Ello implica, que las alteraciones producto de la explotación petrolera comprende una tergiversación de la realidad cultural, que obliga a estos pueblos originarios a abandonar su tierra cuando esta no tienen remedio por la contaminación y enfermedades, haciendo de sus hogares un lugar poco factible para la vivencia, siendo pues una opción la migración a las ciudades a lugares donde no exista contaminación, ello implica la pérdida de la cultura, costumbres e idioma, comprometiendo sustancialmente a la desaparición y despojo de sus tierras indirectamente, experiencia que debe ser tomada en cuenta por la comunidad nativa El Pilar.

En lo que corresponde a la comunidad nativa El Pilar, que alberga 45 familias, donde se encuentra vigente tres lenguas correspondientes a los Ese Eja, Shipibo y Masiguenka; a la luz de la actividad petrolera como se viene conduciendo en el lote 192, deviene en una amenaza, siendo una posible opción la migración interna a la ciudad de Puerto Maldonado, consecuentemente y en forma indirecta afecta al derecho de no ser despojado a los pueblos indígenas de sus tierras, pues de por medio no habría un acto administrativo ni legislativo que los despoje, sino la propia contaminación proveniente de las operaciones de hidrocarburos.



El resarcimiento económico de las comunidades nativas por impacto negativo ambiental que los afecta por la exploración y explotación de hidrocarburos no existe, salvo recurran por los daños al órgano jurisdiccional por los daños sufridos, que no se puede traducir como beneficio, sino como un resarcimiento del daño sufrido. Así mismo en caso se produzca la el abandono de estas tierras por parte de estos pueblos tampoco serán objeto de indemnización, debido a que no se ha sometido a ningún proceso para su desocupación de dichas tierras, por ende o se podría tratar el tema de indemnización por la reubicación o traslado de estos pueblos originarios.

2.2.21. La legislación comparada respecto al resarcimiento económico para las comunidades nativas por efectos de contaminación de la exploración y explotación de hidrocarburos.

El resarcimiento económico en casos de efectos negativos en la exploración y explotación de hidrocarburos tiene el siguiente tratamiento:

- Tratándose de contrataciones del Estado colombiano con las empresas petroleras, se tiene el Artículo 14, Decreto 1056 de 1953, por el cual se expide el Código de Petróleos, el cual se avoca al cincuenta por ciento (50%) de las regalías
- El Decreto N° 1320 de 1998 reglamenta la consulta previa con las comunidades indígenas y negras para la explotación de los recursos naturales dentro de su territorio, sin embargo ello no supone beneficio económico si no se lleva de forma correcta la consulta previa.

En lo que corresponde al país de Ecuador:

- Se tiene el artículo 398, correspondiente la constitución de 1998, donde toda decisión o autorización estatal que pueda afectar al ambiente debe ser objeto de



consulta a la comunidad, sin embargo tampoco representa beneficio de la actividad de hidrocarburos en favor de la comunidad nativa.

- Respecto a la norma interna, en fecha 18 de agosto de 2000 fue adoptada la ley para la promoción de la inversión y participación ciudadana, que regula la ejecución de planes y programas sobre exploración o explotación de hidrocarburos, que pudieren afectar el ambiente. Petroecuador quienes deberán consultar con las etnias o comunidades, pero tampoco habilitó beneficio económico en favor de las comunidades nativas.
- Así mismo, en fecha 13 de febrero de 2001 se promulga el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador mediante el D.E 1215, que en su artículo 09 sostiene previa a la ejecución de planes y programas sobre exploración y explotación de hidrocarburos, los sujetos de control deberán informar a las comunidades comprendidas en el área de influencia directa de los proyectos y conocer sus sugerencias y criterios; como se puede advertir tampoco otorga beneficio económico a la comunidad nativa.

Básicamente beneficio es obtener dinero o similar objeto de provecho, que para el caso que nos ocupa, su procedencia vendría a ser el de la actividad de explotación de hidrocarburos, sin embargo, tanto en el país de Ecuador y Colombia, las regalías no son directas para las comunidades nativas, y tampoco son canalizadas para el aprovechamiento de sus comunidades.

Consecuentemente, no existe normativa que procure en favor de las comunidades nativas de la sola actividad de exploración y explotación de hidrocarburos.

Sin perjuicio de lo mencionado, existe beneficio económico cuando la empresa ejecutora logra un acuerdo con las comunidades nativas, o cuando tiene que hacer usufructo del territorio a efectos de usarlo como pozo petrolero, base, o transporte,



ello es denominado como servidumbre en el Perú, el mismo que tiene que ser objeto de pago por parte de la empresa, sin embargo, no es considerado como un beneficio tal cual, pues supone una contraprestación.

2.3. Hipótesis

La comunidad nativa El Pilar, se encuentra en inminente riesgo de sufrir un impacto que afectará su cultura, economía, territorio y costumbre, por las operaciones de hidrocarburos en el lote 191, al no realizar un correcto proceso de consulta previa con el objetivo de cumplir el convenio 169 de la OIT.

2.4. Categorías de estudio

El presente estudio contempla un estudio cualitativo, debido a que la información se realizara respecto al análisis descriptivo y explicativo del tema propuesto, correspondiente al impacto negativo causado en el lote 192, para evitar los posibles efectos negativos también en el lote 191.

2.5. Definición de términos

- **Beneficio económico:** conforme al diccionario de la REAL ACADEMIA ESPAÑOLA indica “Es aquella utilidad o provecho económico”.
- **Comunidades nativas:** conforme al artículo 3 Ley de comunidades Nativas y desarrollo agrario de la Selva y Ceja de Selva Ley N.º 22175, se define como el asentamiento rural organizado de personas dedicadas al aprovechamiento integral e integrado de los recursos naturales mediante sistemas de producción que maximicen, la rentabilidad social y económica.
- **Defensa de la persona humana:** es aquella acción dirigida a proteger la vida y dignidad de una persona.
- **La OIT:** es la Organización Internacional del Trabajo



- **Convenio Internacionales:** son instrumentos de carácter normativo, en donde existe una concordancia de voluntades entre dos o más sujetos de Derecho Internacional, destinados a producir efectos jurídicos y con el fin de crear derechos y obligaciones entre las Partes (<http://www.sinac.go.cr/ES/normativa/Paginas/convinter.aspx>).
- **Explotación de hidrocarburos:** es la extracción directa de los recursos naturales denominado hidrocarburos.
- **Exploración de hidrocarburos:** es la búsqueda, ubicación e identificación de recursos naturales denominados hidrocarburos.
- **La Pobreza:** es una condición social, calificada a una persona por el aspecto económico y calidad de vida, siendo la pobreza una condición social negativa.
- **Pluralidad étnica:** es la diversidad de pueblos originarios, nativos o indígenas, de un determinado territorio, siendo estos clasificados la diversidad de lengua y costumbres.
- **Hidrocarburos :** compuestos orgánicos conformados únicamente por átomos de carbono e hidrógeno.
- **Gas:** Fluido sin forma ni volumen propios, cuyas moléculas tienden a separarse unas de otras y presentan mayor movilidad que las de los líquidos.
- **Petróleo:** Sustancia compuesta por una mezcla de hidrocarburos, de color oscuro y olor fuerte, de color negro y más ligera que el agua, se encuentra en estado natural en yacimientos subterráneos de los estratos superiores de la corteza terrestre.



CAPITULO III: MÉTODO

3.1. Diseño metodológico

Explorativo: tiene como objeto familiarizarse con el tema investigativo, como una mirada superficial de la cuestión controvertida, del mismo que no necesariamente está dirigido a obtener conclusiones determinantes, dado que es un acercamiento inicial para comprender el punto controvertido, captando una perspectiva general del tema de investigación. *(Salinas Meruane & Cárdenas Castro, 2009)*

Explicativo: es un estudio donde el investigador pone énfasis y mantiene las ideas y pensamientos, por la inclinación personal sobre el tema a investigar, basándose en la determinación de las causas, y consecuencias en el que se desarrolla el problema. *(Marroquin, 2021) (Salinas Meruane & Cárdenas Castro, 2009)*

3.2. Diseño contextual

3.2.1. Escenario espacio temporal

- El presente estudio se llevará a cabo desde 01 junio del 2001 hasta diciembre del 2020, con relación a lote 192
- Con relación a lote 191 en lo que corresponde al proceso de consulta previa desde enero del 2015 hasta el 31 de diciembre del año 2020.

3.2.2. Unidad de estudio

En la presente investigación se hace un estudio de la legislación peruana respecto a los efectos de la exploración y explotación de hidrocarburos, en las comunidades nativas y campesinas, así como si en el lote petrolero 192 las empresas beneficiadas cumplieron sus objetivos para así demostrar que existe un riesgo para la exploración y explotación del lote 191 y así demostrar la hipótesis.



3.3. Técnicas e instrumentos y recolección de datos

3.3.1. Uso de las siguientes técnicas:

En la presente investigación se utiliza el análisis documental y la observación:

- Análisis documental: es la actividad intelectual de analizar el conjunto de documentos, con el fin unificar y lograr extraer la información, concretar el mensaje, clasificar, mediante el análisis de documentos objeto de trabajo. *(Dulzaides Iglesias & Molina Gomez, 2001)*
- Observación: es un procedimiento empírico, que mediante la percepción de la realidad exterior, con el fin de lograr y captar información, desde lo individual a lo sistemático, siendo incluso la técnica más aplicada que requiere destreza en el trabajo a investigar. *(Soledad Fabbri, 2021)*

3.3.2. Instrumento:

Ficha de análisis documental: es un instrumento contenedor, portador de información

de forma técnica y estandarizada con el fin de coadyuvar al análisis de información recopilada.



CAPITULO IV: RESULTADO Y ANÁLISIS DE LOS HALLAZGOS

4.1. Resultado de estudio

Tratando de una tesis de carácter Explorativo y explicativo, se ha logrado obtener documentación relevante correspondiente a los efectos graves y negativas por la falta de implementación de la convención 169 de la OIT, desde la ratificación del Perú en el año 1993, toda vez que por la explotación de la empresa Occidental Petroleum Corporation ("OXY"), en el lote 1AB, en los años 1971 hasta el año 2001, toda vez que en el Perú no se tiene registros donde de la reacción del estado frente a los estragos de la contaminación ambiental a gran escala en las cuencas del rio Pastaza, ríos Tigres y la cuenca del rio corrientes.

Sin embargo, la comunidad nativa Achuar fue la más afectada junto a otras federaciones comunitarias, tanto por las operaciones sin consulta previa, por las operaciones de hidrocarburos y después de aplicado el proceso de consulta previa en el lote 192 hasta el año 2020, convirtiéndose en la experiencia, para advertir que la comunidad nativa El Pilar se encuentra en la misma línea de riesgo que amenaza su cultura, sociedad, medio ambiente y desarrollo integral de este pueblo originario.

Se halló que la consulta previa 169 de la OIT, no ha cumplido su objetivo en el lote 192, debido a que en la etapa de información, no se ha cumplido con enfocar el verdadero asunto objeto de consulta que afecta de forma directa a los derechos de las comunidades consultadas, como es la protección del medio ambiente desde el enfoque preventivo, durante y posterior de esta actividad, consecuentemente, en la consulta previa no se ha acordado mecanismo especial para lograr el resarcimiento económico alguno, mucho menos se pudo negociar con todos los pueblos respecto del beneficio económico, pues al respecto se advierte que frente a este extremo el Estado tiene un postura no negociable en porcentajes realmente beneficiosas.



Se evidencia que la consulta previa en la comunidad El Pilar, viene aplicándose de la misma forma que en el lote 192, es decir sufrirá impactos ambientales que los afectará de forma muy seria y grave, constituyendo así las operaciones en el lote 191 como peligrosas para la comunidad nativa El Pilar.

4.2. Análisis de hallazgos:

La afectación grave al medio ambiente en el hábitat de los pueblos nativos asentados en el lote 192, se constituyen en experiencias para el lote 191.

- Este hallazgo es de suma importancia, debido a que es el mismo proceso de consulta previa que se viene aplicando a la comunidad nativa El Pilar.
- En caso de daños ambientales, tendrá que esperar a las acciones del órgano fiscalizador del medio ambiente OEFA, a efectos de multar y sancionar, sin embargo, esta no comprende resarcimiento económico en favor de las comunidades afectadas.
- Se halló que la etapa de información en el proceso de consulta previa es la etapa más importante, para lograr un diálogo donde las comunidades originarias ejerzan su derecho de decidir libremente y de forma suficiente.
- Se halló que la consulta previa no es un mero acto de consulta sobre las operaciones de hidrocarburos, sino es un proceso que otorga la oportunidad para los pueblos originarios de poder concretar su defensa medio ambiental, garantizar un resarcimiento de los posibles daños, mediante mecanismos eficaces, diferentes a los obrantes en la normativa en materia ambiental, así mismo este proceso de consulta previa, constituye la oportunidad de ser beneficiados económicamente para su desarrollo social en caso de llevarse correctamente el proceso de consulta previa, sin perjuicio de petitionar al Estado de los beneficios sociales que por ley les corresponde.



Consecuentemente, se halló que la consulta previa es deficiente en el lote 191 en referencia a la comunidad nativa El Pilar.

- Se ha podido advertir que la etapa de información es la etapa más importante de dicho proceso, y no se ha realizado en forma suficiente para con la comunidad nativa El Pilar.
- De no abordarse en forma eficiente la consulta previa, la comunidad El Pilar está destinado a sufrir la misma experiencia de las comunidades nativas del lote 192.

4.3. Discusión y contrastación teórica de los hallazgos

Existe una apariencia de que la consulta previa constituye una simple respuesta al Estado por parte de los pueblos originarios, respecto de las operaciones de hidrocarburos, sin embargo, la consulta previa tiene una complejidad al momento de practicarse, toda vez que mediante la consulta previa se debe garantizar los objetivos que el convenio 169 de la OIT impone en los artículos 4, 7, 15 y 16.

Es decir, mediante la consulta previa se debe lograr acuerdos para optar medidas especiales para salvaguardar a las personas, las instituciones, los bienes, el trabajo, las culturas, el medio ambiente y garantizar su propio desarrollo económico, social y cultural, y en caso de ser objeto de algún daño proveniente de estas operaciones, percibir una indemnización equitativa; así mismo en caso de ser objeto de despojo de sus territorios por cualquier causa proveniente de estas operaciones, deberán ser estipuladas en forma especial en los acuerdos a efectos de crear un procedimiento eficaz de común acuerdo sin contravenir las normas ya existentes y lograr el pago efectivo de la indemnización.

Sin embargo, la realidad es diferente, debido a que en el lote 192 antes de la consulta previa se han cometido múltiples actos de vulneración a los derechos fundamentales del pueblo Achuar y otros pueblos originarios, durante el periodo de 1971 al 2001, y en menor medida pero grave, han venido sufriendo derrames de petróleos y daños en forma



sistemática desde el 2001 al 2020. Si bien a partir del año 2015 se ha aplicado la consulta previa, adviértase que esta no se ha llevado de la forma óptima que permita garantizar los objetivos estipulados en el convenio 169 de la OIT arriba descritos, hallándose su falencia en el proceso de dicha consulta, más precisamente en la etapa de información, que no ha permitido realizar un dialogo pertinente y efectivo para garantizar los fines mencionados.

Lo esgrimido en el párrafo precedente, tiene estrecha conexión con la consulta previa aún en proceso en el lote 191 en el departamento de Madre de Dios, más en específico en relación a la comunidad el Pilar, pues esta se encuentra a punto de emitirse la decisión final (última etapa) del proceso de consulta previa; de dicho proceso se puede analizar que las actas internas de consultadas de la comunidad nativa el Pilar son peticiones empíricas y nada especializados, como era de esperarse cuando no se aborda la etapa de información con todas las garantías que aseguren su correcta información respecto de los pro y contras de las operaciones de hidrocarburos.

Igualmente, la consulta previa del convenio 169 de la OIT, contempla beneficio económico; sin embargo, en las actas de consultas previas en el lote 192 y el proceso del lote 191, no obra su avocamiento debido al respecto. Consecuentemente, salta a la vista que no basta realizar un acto de información a los pueblos consultados, pues también merecen ser debidamente asesorados en forma especializada, con el fin de que puedan entender lo que supone la consulta previa y así lograr los objetivos del convenio 169 de la OIT.

Por otro lado, se advierte que la legislación comparada no ha logrado desarrollar ni cumplir con las exigencias del convenio 169 de la OIT, pese a que los países de Ecuador y Colombia en su constitución estipula la protección integral de los pueblos originarios.



4.4. CONCLUSIONES:

PRIMERO: Los artículos 4, 7, 15 y 16 del convenio 169 de la OIT en el lote 191, en la comunidad nativa el Pilar ubicado en el distrito de Tambopata provincia de Tambopata, del departamento de Madre de Dios, se ha instaurado el proceso de consulta previa, pero no se ha cumplido con los objetivos estipulados en el convenio, por lo siguiente:

- El artículo 4 se avoca a salvaguardar el derecho de los pueblos originarios por los efectos de las operaciones de hidrocarburos, siendo el proceso de consulta previa el mecanismo para lograrlo, sin embargo conforme a los hallazgos, se advierte que se ha buscado el mero cumplimiento de la instauración del proceso de consulta previa en forma deficiente, con el fin de lograr el consentimiento para las operaciones de hidrocarburos.
- El artículo 7 aborda el derecho a decidir sus prioridades, el mejoramiento de sus condiciones de vida de estos pueblos originarios y la obligación por parte del Estado de velar por los estudios de la evolución social del pueblo originario, sin embargo al momento de la ejecución de la etapa de información, no se han canalizado correctamente las prioridades, porque la comunidad el Pilar, en sus peticiones abordan necesidades sociales que el Estado está obligado a dotarles sin necesidad de abordar a un acuerdo, así mismo respecto a las prioridades frente a las operaciones de hidrocarburos, no se encuentran desarrolladas, ni debidamente tratadas en el proceso de consulta previa, haciendo de este proceso en deficiente.
- El artículo 15 se avoca a la protección de los recursos naturales y el beneficio de las operaciones de los hidrocarburos; las medidas adoptadas son prácticamente nulas, debido a que no se instauró un acuerdo que aborde la ejecución inmediata frente a derrames de petróleo o desastres proveniente de estas operaciones,



diferente a las existentes en las normas ambientales, mucho menos se abordan acuerdos respecto del tratamiento posterior de los recursos naturales afectados por las operaciones de hidrocarburos. Por otro lado, no existe un acuerdo respecto de los beneficios económicos en favor de esta comunidad nativa, toda vez que hacer efectivo los programas sociales de obligación del Estado enmarcadas en la norma de cada sector, no es un beneficio proveniente de las operaciones de hidrocarburos.

- El artículo 16 del convenio 169 de la OIT, estipula el derecho de los pueblos originarios regresar a sus tierras despojadas o en su defecto el pago de indemnización; la contaminación general de un área supone el traslado de las personas a otro territorio o migración a otro pueblo y al no haber informado debidamente de los problemas ambientales que suponen la contaminación por hidrocarburos, no se abordaron los temas del derecho a regresar a sus tierras en caso de ser desplazados por hechos de contaminación, mucho menos se abordó la indemnización por estos hechos.

Consecuentemente la aplicación de los artículos 4, 7, 15 y 16 del convenio 169 de la OIT en el lote 191, han sido abordados en forma deficiente.

SEGUNDO: El marco jurídico aplicado para la suscripción del contrato de la empresa Frontera Energy del Perú S.A, para las operaciones de hidrocarburos en el lote 192, se circunscriben desde el capítulo segundo de la ley Orgánica que norma las actividades de hidrocarburo en el territorio nacional Ley N° 26221, pues en ella se estipula que el contrato de licencia, es celebrado por PERUPETRO S.A, con la empresa contratista, con el fin de explorar o explotar; así mismo se estipula la contrato de servicios celebrado por PERUPETRO S.A., y la empresa contratista, recibiendo este último una retribución en función a la producción fiscalizada de hidrocarburos; los contratos celebrados no son



rígidos, sino existe posibilidad abierta de negociación siempre que no contravenga a nuestra normativa.

Los contratos objeto de celebración, previamente serán aprobados el Decreto Supremo con refrendo de los Ministros de Economía y Finanzas y de Energía y Minas, siendo su modificación de común acuerdo entre las parte, estando regidos también dichos contratos por el artículo 1357 del Código Civil.

Sin embargo, previo a la emisión del Decreto supremo que aprueba el contrato de exploración o explotación de hidrocarburos, debe observarse si en el área a contratarse existen pueblos originarios, siendo así corresponde su instauración del proceso de consulta previa a efectos de conocer su consentimiento o negativa conforme a la Ley N° 29785, “Ley del derecho a la consulta previa a los pueblos indígenas u originarios, reconocido por el convenio 169 de la organización internacional del Trabajo (OIT)”

TERCERO: Los aspectos negativos del proceso de la consulta previa del convenio 169 de la OIT, practicado en el lote 192 para las operaciones de hidrocarburos de la empresa Frontera Energy del Perú S.A. se instaura en la etapa de información, donde no se cumple en lo siguiente: 1) informar debidamente los riesgos que supone las operaciones de hidrocarburos, 2) No se informa los posibles hechos de contaminación objetivamente, 3) No se informa y no se adiestra respecto a los puntos que realmente se deben discutir en su fuero interno para ser debidamente abordados en la etapa de dialogo, 4) No se instauran asesores especializados que ayuden a decidir y evaluar los pro y contras de las operaciones de hidrocarburos, 5) No se les informa que la consulta previa busca su beneficio económico pero propiamente de las operaciones de hidrocarburos en una forma suficiente, 6) No se les informa que las peticiones de carácter social no son objeto de consulta previa, debido a que el Estado se encuentra obligado a realizarlo sin condición alguna.



CUARTO: Los aspectos que se deben establecer en el proceso de la consulta previa del convenio 169 de la OIT, aplicada al lote 191, en relación a la comunidad nativa El Pilar, se instauran en la etapa de información, pues es en esta etapa es donde se debe implementar un procedimiento que ayude a entender a este pueblo, los aspectos que realmente deben ser abordados al momento del dialogo, es decir en esta etapa se debe informar a modo suficientes los riesgos objetivos y beneficios de las operaciones de hidrocarburos en su territorio.

QUINTO: Los beneficios que perciben las comunidades del lote 192, por la aplicación del convenio 169 de la OIT, obran en el acta de consulta previa del año 2015, sin embargo en la realidad no se aprecia objetivamente el pago del 075% del valor monetario de la producción fiscalizada, mucho menos existe la ejecución de todos los acuerdos arribados proveniente de la consulta previa, pues en dicho proceso consultivo el fin solo fue lograr el consentimiento de estos pueblos mediante la consulta previa.

SEXTO: El tratamiento de la consulta previa del convenio 169 de la OIT, en la legislación comparada, aún no han logrado el objetivo del convenio, sin embargo el país de Colombia es más específico en la forma de implementar la consulta previa en su normativa interna, pues en ella desarrollan con mayor amplitud los objetivos y principios de la consulta previa, con el fin de salvaguardar sus derechos fundamentales, a diferencia del país de Ecuador que le cuesta efectuar la consulta previa hasta la fecha con todas las garantías que supone este proceso consultivo. Son estos países que han desarrollado de mejor manera el proceso de consulta previa por que existen yacimientos de hidrocarburos en tierras de pueblos originarios que comprenden la amazonia.



4.5. RECOMENDACIONES:

PRIMERO : Se recomienda al Estado mejorar el proceso de consulta previa, con personal altamente calificada, que prepondere la etapa de información, para que los pueblos originarios estén debidamente informados de los objetivos reales de la consulta previa y los derechos que les otorga el convenio 169 de la OIT.

Se recomienda que el Estado instaure un órgano de control y asistencia continua para la debida ejecución de la consulta previa.

Se recomienda a la comunidad nativa el Pilar, asesorarse en forma especializada sobre los efectos de contaminación por operaciones de hidrocarburos, para formular correctamente sus peticiones y conocer los temas reales para la etapa del dialogo y así lograr acuerdos con un máximo de beneficio económico y la protección de sus derechos fundamentales, esto en caso opten por la nulidad administrativa de la etapa de información.

SEGUNDO : Se recomienda instaurar un procedimiento de información especializada al personal que lleva adelante el proceso de consultas previas por parte del Estado, para lograr una correcta aplicación de la ley N° 29785 ley de consulta previa y el convenio 169 de la OIT, o en su defecto permitir la asesoría particular especializada para estos pueblos originarios, porque la consulta previa es de carácter libre.

TERCERO : Se recomienda a la comunidad nativa El Pilar, solicitar la nulidad de la etapa de información de la consulta previa respecto al lote 191, a efectos de rehacer sus peticiones con el fin de hacer efectivo a la consulta previa y lograr acuerdos eficaces para la protección del medio ambiente y lograr un beneficio económico suficiente y acorde al sacrificio de sus territorios.

CUARTO : Se recomienda al Estado unificar la información y experiencia del lote 192 y promover este lote como el lugar de obligatorio de visita a efectos de que las comunidades nativas puedan obtener mayor información de lo que supone los riesgos de la exploración y explotación de hidrocarburos.

QUINTO : Se recomienda que respecto de a la petición de beneficio económico en el proceso de consulta previa, proveniente de la producción fiscalizada de hidrocarburos, sea mayor de 0.75%.



SEXTO : Se recomienda al Estado a observar periódicamente la experiencia de la consulta previa en el país de Colombia, porque este país viene ejecutando la consulta previa con mayor experiencia que el Perú.



4.6. Referencias bibliográficas

ACATE CORONEL, E. G. (01 de octubre de 2020). LEY QUE ESTABLECE DE NECESIDAD PÚBLICA LA CREACIÓN DE LA AUTORIDAD NACIONAL PARA EL CIERRE DE BRECHAS DE LOS PUEBLOS INDIGENAS DE LA AMAZONÍA, EN EL ÁMBITO PETROLERO. Obtenido de https://www.leyes.congreso.gob.pe/Documentos/2016_2021/Proyectos_de_Ley_y_de_Resoluciones_Legislativas/Proyectos_Firmas_digitales/PL06320.pdf

Aedo Rueda, Nelly Herminia (Jefa del Programa de Pueblos Indígenas) DEFENSORIA DEL PUEBLO. (octubre de 2018). ¿Se cumplen los acuerdos en el Perú?». Obtenido de <https://www.defensoria.gob.pe/wp-content/uploads/2018/10/Informe-de-Adjunt%C3%ADa-N%C2%BA-001-2018-DP-AMASPPI-PI.pdf>

Asociacion de la Industria Hidrocarburifera del Ecuador (AIHE). (MAYO de 2021). EL PETRÓLEO EN CIFRAS 2020. Obtenido de <https://www.aihe.org.ec/wp-content/uploads/2021/04/PETROLEO-EN-CIFRAS-2020-WEB-OK.pdf>

Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP). (2002). El petróleo. Obtenido de El `petroleo - Fichas didácticas: https://www.enerclub.es/extfrontenerclub/img/File/nonIndexed/petroleo/secciones/pdf/caps_todos/AOP%20FICHAS%20DIDACTICAS.pdf#:~:text=Adobe%20PDF%20%C2%BFQU%C3%89%20ES%20EL%20PETR%C3%93LEO%3F%20El%20producto,d e%20%20nitr%C3%B3geno%2C%20azufre%2C%20ox%C3%AD

Campanario Baqué, Y., & Doyle, C. (enero de 2017). Impactos socioambientales en los pueblos indígenas de la Amazonía Norperuana afectados por las operaciones de la empresa



Pluspetrol. *Obtenido de EL DAÑO NO SE OLVIDA:*

https://www.iwgia.org/images/publications/0757_El_Dano_no_se_Olvida_PDF.pdf

Campanario Baqué, Y., & Doyle, C. (enero de 2017). Impactos socioambientales en los pueblos indígenas Impactos socioambientales en los pueblos indígenas operaciones de la empresa Pluspetrol . Obtenido de EL DAÑO NO SE OLVIDA:
https://www.iwgia.org/images/publications/0757_El_Dano_no_se_Olvida_PDF.pdf

Castro, A. M. (octubre de 2013). Aspectos de produccion. Obtenido de ¿Ques es un pozo petrolero?: <http://www.oilproduction.net/files/Aspectos-de-Produccion.pdf>

Centro de Operacion de Emergencia Nacional. (2019). DERRAME DE PETROLEO EN EL DISTRITO DE TROMPETEROS - LORETO. LORETO : COEN.

Constitucion Politica del Estado [CPE] Articulo 62, 66. (29 de diciembre de 29 de diciembre 1993 - Perú).

Constitucion Politica del Estado [CPE] Articulo 66, 67, 69. (26 de diciembre de 26 de diciembre de 1993-Perù). Constitucion Politica del Estado.

Convenio 169 de la OIT sobre Pueblos Indígenas y Tribales em Países Independientes [OIT] Articulo 4, 7, 15, 16. (27 de junio de 27 de junio de 1989-Ginebra). Convenio 169 de la OIT sobre Pueblos Indígenas y Tribales em Países Independientes. Obtenido de
<https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/30118/Convenio169.pdf>

Demenech, A. X. (1993). QUÍMICA AMBIENTAL EL IMPACTO AMBIENTAL DE LOS RESIDUOS. Obtenido de https://www.machadolibros.com/libro/quimica-ambiental_49099

Direccion de Supervision del Oganismo de Evaluacion y Fiscalizacion Ambiental -OEFA del ministerio del Medio Ambiente. (27 de Diciembre de 2013). Supervisión Ambiental



Regular a San Jacinto, Carmen y Andoas, de la empresa Pluspetrol Norte S.A. *Obtenido de REPORTE PÚBLICO DEL INFORMEN° N.º 1666-2013 OEFA/DS - HID :*
http://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=10360

Duarte Cartagena, N. M. (2016). EL IMPACTO SOCIAL DE LA EXPLOTACION Y EXTRACCION DE PETROLEO EN LA ZONA RURUAL DEL MUNICIPIO DE MELGAR - TOLIMA (ESTUDIO DE CASO). Obtenido de https://repository.urosario.edu.co/bitstream/handle/10336/30552/DuarteCartagena-NellyMaria-2016.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Dulzaides Iglesias, M. E., & Molina Gomez, A. M. (Abril de 2001). Análisis documental y de información: dos componentes de un . Obtenido de http://eprints.rclis.org/5013/1/analisis.pdf

EarthRights International (ERI), EarthRights International (ERI), Amazon Watch. (2007). Un Legado de Daño. Obtenido de Occidental Petroleum en Territorio Indígena de la Amazonía Peruana: https://earthrights.org/wp-content/uploads/un-legado-de-dano.pdf

Fernando Noriega, C. (1962). HISTORIA DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO EN EL PERÚ DESDE SUS COMIENZOS HASTA LA FECHA. Recuperado el 21 de Setiembre de 2021, de http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFH/Historia%20del%20Petroleo%20Peru.pdf

H. Manrique López, V. M. (20 de 12 de 2019). DERRAMES DE PETROLEO Y AFECTACION A LA SALUD MATERNO INFANTIL EN PUEBLOS INDIGENAS DE LA AMAZONIA PERUANA: UN ANALISIS EXPLORATORIO DESDE LOS DETERMINATES DE SALUD. Obtenido de



https://www.cies.org.pe/sites/default/files/investigaciones/derrames_de_petroleo_y_afectacion_a_la_salud_materno_infantil.pdf

Internatioal Labour Organization (ILO). (02 de Octubre de 2021). Historia de la OIT. Obtenido de <https://www.ilo.org/global/about-the-ilo/history/lang--en/index.htm>

Junsta de Castilla y Leon. (s.f.). HISTORIA DEL PETRÓLEO. Recuperado el 21 de Setiembre de 2021, de ENERGIA Y MINERIA EN Castilla y Leon: <https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/historia-petroleo.html>

Ley del derecho a la consulta previa a los pueblos indígenas u originarios, reconocido en el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo Ley 29785 (OIT).Articulo 1. (07 de setiembre de 07 de setiembre del 2011- Perú). LEY DEL DERECHO A LA CONSULTA PREVIA A LOS PUEBLOS INDÍGENAS U ORIGINARIOS, RECONOCIDO EN EL CONVENIO 169 DE LA ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DEL TRABAJO (OIT).

Ley General del Ambiente Ley 28611 [LGA], artiuculo72.1, 72.2, 110. (15 de octubre de 15 de octubre del 2005- Peru). Ley General del Ambiente. Obtenido de <https://espij.minjus.gob.pe/spij-ext-web/detallenorma/H901891>

Ley Orgánica que norma las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional [LOHTN] articulo 2. (20 de Agosto de 20 de agosto de 1993 - Perú). Ley Orgánica que norma las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional. Recuperado el 22 de setiembre de 2021, de Ley Orgánica que norma las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional: <https://espij.minjus.gob.pe/spij-ext-web/detallenorma/H759990>

Linares, J. D., & Valdivia Linares, J. D. (2017). La Consulta Previa en el Perú: El estudio de los roles del Estado, los pueblos indigenas y las empresas privadas. Obtenido de



<http://repositorio.urp.edu.pe/bitstream/handle/urp/1126/TESIS->

[Jose%20Daniel%20Valdivia%20Linares.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://repositorio.urp.edu.pe/bitstream/handle/urp/1126/TESIS-Jose%20Daniel%20Valdivia%20Linares.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

LOPEZ TARABOCHIA, M. (01 de 10 de 2019). Frontera Energy en Perú: la historia de impactos ambientales de la petrolera en el lote 192. Obtenido de icho lote petrolero es el más grande y de mayor producción en el Perú. Según el OEFA, se registran más de 60 derrames ambientales que son adjudicados a la compañía petrolera entre octubre del 2015 a mayo del 2018.: <https://miltonlopeztarabochia.lamula.pe/2019/10/01/frontera-energy-en-peru-la-historia-de-impactos-ambientales-de-la-petrolera-en-el-lote-192/miltonlopeztarabochia/>

Luis E. Ortigas Cúneo (PERU-PETRO). (19 de noviembre de 2014). COMISION DE ENERGIA Y MINAS. Obtenido de https://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/08a4616c-a4ce-4dce-b64f-e2fa2e32a290/141117_Presentaci%C3%B3n+a+la+Comisi%C3%B3n+de+Energ%C3%ADa+y+Minas_Congreso+de+la+Rep%C3%BAblica.pdf?MOD=AJPERES

Madrid innova (MI), Repsol Ypf (RY), Comunidad de Madrid (CM). (2002). EL PETRÓLEO. Recuperado el 21 de Setiembre de 2021, de EL RECORRIDO DE LA ENERGÍA: <https://www.fenercom.com/wp-content/uploads/2019/05/recorrido-de-la-energia-el-petroleo.pdf>

Maria A. Merino Taboada y otros. (2014). Resumen ejecutivo sobre la situación ambiental del lote 1-AB operado por la empresa Pluspetrol Norte S.A, (Informe N.º 411-2014-OEFA/DS-HID). Tecnico, Direccion de Supervision del Organismo de Evaluacion y fiscalizacion Ambiental -OEFA del Ministerio del Ambiente, Lima, Lima. Recuperado el 23 de setiembre de 2021, de <http://www.actualidadambiental.pe/wp-content/uploads/2015/04/Informe-411-del-OEFA-sobre-Pluspetrol.pdf>



Marroquin, P. R. (25 de setiembre de 2021). Metodología de la Investigación. *Obtenido de*
http://www.une.edu.pe/Sesion04-Metodologia_de_la_investigacion.pdf

Ministerio de Cultura . (17 de NOVIEMBRE de 2021). CONSULTA PREVIA. *Obtenido de*
LOTE 191: <https://consultaprevia.cultura.gob.pe/proceso/lote-191>

Observatorio Petrolero de Amazonia Norte. (05 de marzo de 2015). *omunidades achuar del*
Corrientes logran acuerdo extrajudicial con Occidental (OXY). *Obtenido de*
[https://observatoriopetrolero.org/comunidades-achuar-del-corrientes-logran-](https://observatoriopetrolero.org/comunidades-achuar-del-corrientes-logran-acuerdo-extrajudicial-con-occidental-oxy/)
acuerdo-extrajudicial-con-occidental-oxy/

Oficina en Colombia del Alto Comisionado de las Naciones Unidas para los Derechos
Humanos. (2010). El Derecho de los Pueblos Indígenas a la Consulta Previa, Libre e
Informada. *Obtenido de Una guía de información y reflexión para su aplicación desde*
la perspectiva de los Derechos Humanos:
[https://www.acnur.org/fileadmin/Documentos/Publicaciones/2011/7602.pdf?file=filea-](https://www.acnur.org/fileadmin/Documentos/Publicaciones/2011/7602.pdf?file=fileadmin/Documentos/Publicaciones/2011/7602)
dmin/Documentos/Publicaciones/2011/7602

Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA). (30 de Setiembre de 2020).
PRONUNCIAMIENTO DEL OEFA ANTE COMUNICADO PÚBLICO DE
PLUSPETROL NORTE S.A. *Obtenido de*
[https://www.gob.pe/institucion/oeфа/noticias/305275-pronunciamiento-del-oeфа-ante-](https://www.gob.pe/institucion/oeфа/noticias/305275-pronunciamiento-del-oeфа-ante-comunicado-publico-de-pluspetrol-norte-s-a)
comunicado-publico-de-pluspetrol-norte-s-a

Organizacion de las Naciones Unidas. (02 de noviembre de 2021). Años preparatorios:.
Recuperado el 02 de noviembre del 2021, de Historia de la Carta de la ONU:
<https://www.un.org/es/about-us/history-of-the-un/preparatory-years>

Organizacion Internacional del trabajo. (07 de junio de 07 de junio de 1989). C169 - Convenio
sobre pueblos indígenas y tribales, 1989 (núm. 169). *Recuperado el 22 de setiembre de*



2021, de

https://www.ilo.org/dyn/normlex/es/f?p=NORMLEXPUB:12100:0::NO::P12100_ILO_CODE:C169

Petroperu S.A. (12 de Diciembre de 2019). Museo del Petroleo. Obtenido de Perforacion de un pozo: <https://museo.petroperu.com.pe/perforacion-de-un-pozo/>

Recurso de Apelación interpuesto Juan Quispe Baca (G.R.M.D.D), RESOLUCIÓN GERENCIAL REGIONAL N° 04-2019-GOREMAD/GRDE DE FECHA 06/02/2019 (Gobierno Regional de Madre de Dios 02 de 06 de 2019).

ROBLES MORENO, C. M. (junio de 2015). El desarrollo sustentable en la comunidad chontal de oxiaque y la industria petrolera. Obtenido de <http://eprints.uanl.mx/9528/1/1080214932.pdf>

RPP NOTICIAS. (06 de marzo de 2021). OEFA y Defensoría del Pueblo piden al Poder Judicial celeridad para calificar medida cautelar contra Pluspetrol. Lima, Lima, Perú. Recuperado el 24 de Setiembre de 2021, de <https://rpp.pe/peru/actualidad/oefa-y-defensoria-piden-al-poder-judicial-celeridad-para-calificar-medida-cautelar-contr-pluspetrol-noticia-1324579?ref=rpp>

Salinas Meruane , P., & Cárdenas Castro, M. (Marzo de 2009). Métodos de investigación . Obtenido de <https://biblio.flacsoandes.edu.ec/libros/digital/55363.pdf>

San Lucas Ceballos, M. A. (2015). LOS DERECHOS DE LOS PUEBLOS INDÍGENAS ANTE LA EXPLOTACIÓN . Obtenido de <https://www.tesisenred.net/bitstream/handle/10803/380742/TESI.pdf?sequence=1&isAllowed=y>



Soledad Fabbri, M. (25 de Setiembre de 2021). Las técnicas de investigación: la observación.

Obtenido de <http://institutocienciashumanas.com/wp-content/uploads/2020/03/Las-t%C3%A9cnicas-de-investigaci%C3%B3n.pdf>

Torres, P. M. (Diciembre de 2020). POZOS PETROLEROS. Obtenido de

<https://epmex.org/news/2020/11/26/pozos-petroleros/>

TRIBUNAL CONSTITUCIONAL. (26 de julio de 2011). SENTENCIA DEL PLENO

JURISDICCIONAL DEL TRIBUNAL CONSTITUCIONAL. Obtenido de PROCESO

DE INCONSTITUCIONALIDAD 6,226 ciudadanos contra el Poder Ejecutivo:

<https://www.tc.gob.pe/jurisprudencia/2011/00024-2009-AI.html>

Tribunal de Fiscalización Ambiental, Sala Especializada en Minería, Energía Actividades

Productivas e Infraestructura y Servicios. (2020). Actividades Productivas e

Infraestructura y Servicios. Lima.

Universidad del Rosario. (2021). Línea de Investigación en Derecho Ambiental. Obtenido de

Consulta Previa: <https://www.urosario.edu.co/jurisprudencia/catedra-viva-intercultural/ur/La-Consulta-Previa/Que-es-la-Consulta-Previa/>

Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). (21 de Setiembre de 2021). HISTORIA

DEL PETROLEO. Obtenido de

<http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/geoquimpetrolFI/zonadesplegar/Clases/Clase%207%20historia%20del%20petroleo%20y%20avances.pdf>

Vásquez Villalobos, J. V. (2015). Percepciones y conflictos sociales de la actividad petrolera en

terceros territorios de comunidades de la cuenca del río corrientes- Trompeteros. Obtenido de

https://www.lareferencia.info/vufind/Record/PE_9975603c224e3e5355a925e781c145aa



Villanueva Rodríguez, T. (2009). Los Hidrocarburos en Castilla y Leon. *Obtenido de*
<https://www.siemcalsa.com/images/pdf/Hidrocarburos.pdf>

Yrigoyen Fajardo, R. (04 de noviembre de 2021). EL CONVENIO NÚM. 169 DE LA OIT Y
SU APLICACIÓN EN PERÚ. *Obtenido de EL CONVENIO NÚM. 169 DE LA OIT Y*
SU APLICACIÓN EN PERÚ: [https://www.dar.org.pe/documentos/RYP-](https://www.dar.org.pe/documentos/RYP-Convenio169OIT%20suaplicacionenPeru-2009.pdf)
[Convenio169OIT%20suaplicacionenPeru-2009.pdf](https://www.dar.org.pe/documentos/RYP-Convenio169OIT%20suaplicacionenPeru-2009.pdf)

Z, R. B. (2017). Boletín de la Sociedad Geológica del Perú. *Recuperado el 21 de setiembre de*
2021, de Reseña Histórica de la Exploración por Petróleo en las Cuencas Costeras del
Perú: <https://www.sgp.org.pe/category/bibliovirtual/?result=8895>



ANEXOS:

- 1-A. Cuadro de Matriz de consistencia
- 1-B. Convenio C169 - Convenio sobre pueblos indígenas y tribales, 1989 (núm. 169)
- 1-C. SENTENCIA DEL TRIBUNAL CONSTITUCIONAL EXP. N° 00024-2009-PI
- 1-D.- Ley de Consulta Previa N° 29785
- 1-E. DECRETO SUPREMO N° 045-2008-EM - reglamento de la Ley 26221
- 1-F. Libro de la industria de hidrocarburos liquidados en el Peru
- 1-G. Decreto Supremo N° 003-79-AA, Reglamento de la Ley de Comunidades Nativas y de Desarrollo Agrario de las Regiones de Selva y Ceja de Selva Decreto Ley N° 22175
- 1-H. Decreto Supremo N° 004-78-EM-DGH, se aprueba el contrato de hidrocarburo para el Lote 1B, celebrado entre el Estado y la empresa Occidental Petroleum Corporation Of Perú.
- 1-H. RESOLUCIÓN GERENCIAL REGIONAL N° 004 -2019-GOREMAD-GRDE - Modo de adquisicion del territorio de la comunidad Nativa el Pilar-
- 1-I. Madre de Dios noticia de 9 detenidos en operativo contra minería ilegal en comunidad nativa “El Pilar” - SPDA Actualidad Ambiental
- 1-J. DECRETO SUPREMO N° 006-86-EM-PP que aprueban contrato de servicios petroleros con riesgo del lote N° 1-AB, entre PETROPERU S.A. y OCCIDENTAL PETROLEUM CORPORATION OF PERU- Sucursal del Perú.
- 1-K. Decreto Supremo N° 024-96-EM, se aprueba el contrato de servicios para las operaciones qen el Lote 1 AB con la empresa occidental
- 1-L. Demanda de comunidades Achuar a la Oxy culmina en acuerdos fuera de tribunales
- 1-LL. Decreto Supremo N° 007-2000-EM, del Lote 1 AB contrato a favor de la empresa Plus Petrol
- 1-M. Decreto Supremo N° 048-2002-EM aprueba nuevo contrato de Plus Petrol



- 1-N. informe N.º 411-2014-OEFA-DS-HID, de fecha 20 de octubre de 2014
- 1-Ñ. Resolución Directora N'1 534 -2013-OEFA-DFSA
- 1-O Proceso de consulta previa, licitación en lote 192
- 1-P. Decreto Supremo N° 027-2015-EM, contrato con Frontera Energy
- 1-Q. RESOLUCIÓN N° 192-2020-OEFA-TFA-SE
- 1-R. Oficio N°1875-2015-MEM-DGAAE, sobre la consulta previa en el lote 192
- 1-S Consulta previa del lote 191



Matriz de consistencia

PROBLEMA	OBJETIVO	HIPÓTESIS DE TRABAJO	CATEGORIAS	METODOLOGIA
<p>PROBLEMA GENERAL ¿En qué medida se debe aplicar los artículos 4, 7, 15 y 16 del convenio 169 de la OIT en el lote 191, en la Comunidad Nativa El Pilar ubicado en el distrito de Tambopata provincia de Tambopata, del departamento de Madre de Dios?</p>	<p>Determinar cómo debe aplicarse los artículos 4, 7, 15 y 16 del convenio 169 de la OIT en el lote 191, en la Comunidad Nativa El Pilar ubicado en el distrito de Tambopata provincia de Tambopata, del departamento de Madre de Dios.</p> <p>OBJETIVOS SEUNDARIOS</p> <p>a) Determinar el marco jurídico aplicado para la suscripción del</p>	<p>La comunidad nativa El Pilar, se encuentra en inminente riesgo de sufrir un impacto que afectará su cultura, economía, territorio y costumbre, por las operaciones de hidrocarburos en el lote 191, al no realizar un correcto proceso de consulta previa con el objetivo de</p>	<p>El presente estudio contempla un estudio cualitativo, debido a que la información se realizara respecto al análisis y explicación del tema propuesto, correspondiente al impacto negativo causado en el lote 192, para evitar los posibles efectos negativos también en el lote 191.</p>	<p>ENFOQUE METODOLÓGICO</p> <p>Es cualitativo; Igualmente, es una investigación dogmática.</p> <p>TIPO DE INVESTIGACIÓN JURÍDICA</p> <p>La presente investigación es Explorativo y Explicativo.</p>



<p>PROBLEMAS ESPECIFICOS</p> <p>a) ¿Cuál es el marco jurídico aplicado para la suscripción del contrato de la empresa Frontera Energy del Perú S.A, para las operaciones de hidrocarburos en el lote 192?</p> <p>b) ¿Cuáles son los aspectos negativos del proceso de la consulta previa del convenio 169 de la OIT, practicado en el lote 192 para las operaciones de hidrocarburos de</p>	<p>contrato de la empresa Frontera Energy del Perú S.A, para las operaciones de hidrocarburos en el lote 192.</p> <p>b) Determinar los aspectos negativos del proceso de la consulta previa del convenio 169 de la OIT, practicado en el lote 192 para las operaciones de hidrocarburos de la empresa Frontera Energy del Perú S.A.</p> <p>c) Establecer los aspectos que se deben mejorar en el proceso de la consulta previa del</p>	<p>cumplir el convenio 169 de la OIT.</p>		
--	--	---	--	--



<p>la empresa Frontera Energy del Perú S.A?</p> <p>c) ¿Cuáles son los aspectos que se deben mejorar en el proceso de la consulta previa del convenio 169 de la OIT, aplicada al lote 191, en relación a la comunidad nativa El Pilar ubicado en la provincia de Tambopata del departamento de Madre de Dios?</p> <p>d) ¿Cuáles son los beneficios que perciben las comunidades del</p>	<p>convenio 169 de la OIT, aplicada al lote 191, en relación a la comunidad nativa El Pilar ubicado en la provincia de Tambopata del departamento de Madre de Dios.</p> <p>d) Determinar los beneficios que perciben las comunidades del lote 192, por la aplicación del convenio 169 de la OIT.</p> <p>e) Determinar el tratamiento de la consulta previa del convenio 169 de la OIT, en la legislación comparada</p>			
--	--	--	--	--



<p>lote 192, por la aplicación del convenio 169 de la OIT?</p> <p>e) ¿Cuál es el tratamiento de la consulta previa del convenio 169 de la OIT, en la legislación comparada?</p>				
---	--	--	--	--



NORMLEX

Information System on International Labour
Standards

Búsqueda | Instrucciones de uso | Glosario

C169 - Convenio sobre pueblos indígenas y tribales, 1989 (núm. 169)

Visualizar en: [Inglés](#) - [Francés](#) - [árabe](#) - [alemán](#) - [ruso](#)

Ir al artículo : [1](#)[2](#)[3](#)[4](#)[5](#)[6](#)[7](#)[8](#)[9](#)[10](#)[11](#)[12](#)[13](#)[14](#)[15](#)[16](#)[17](#)[18](#)[19](#)[20](#)[21](#)[22](#)[23](#)[24](#)[25](#)[26](#)[27](#)[28](#)[29](#)[30](#)[31](#)[32](#)[33](#)[34](#)[35](#)[36](#)[37](#)[38](#)[39](#)[40](#)[41](#)[42](#)[43](#)[44](#).

Preámbulo

La Conferencia General de la Organización Internacional del Trabajo:

Convocada en Ginebra por el Consejo de Administración de la Oficina Internacional del Trabajo, y congregada en dicha ciudad el 7 junio 1989, en su septuagésima sexta reunión;

Observando las normas internacionales enunciadas en el Convenio y en la Recomendación sobre poblaciones indígenas y tribales, 1957;

Recordando los términos de la Declaración Universal de Derechos Humanos, del Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales, del Pacto Internacional de Derechos Civiles y Políticos, y de los numerosos instrumentos internacionales sobre la prevención de la discriminación;

Considerando que la evolución del derecho internacional desde 1957 y los cambios sobrevenidos en la situación de los pueblos indígenas y tribales en todas las regiones del mundo hacen aconsejable adoptar nuevas normas internacionales en la materia, a fin de eliminar la orientación hacia la asimilación de las normas anteriores;

Reconociendo las aspiraciones de esos pueblos a asumir el control de sus propias instituciones y formas de vida y de su desarrollo económico y a mantener y fortalecer sus identidades, lenguas y religiones, dentro del marco de los Estados en que viven;

Observando que en muchas partes del mundo esos pueblos no pueden gozar de los derechos humanos fundamentales en el mismo grado que el resto de la población de los Estados en que viven y que sus leyes, valores, costumbres y perspectivas han sufrido a menudo una erosión;

Recordando la particular contribución de los pueblos indígenas y tribales a la diversidad cultural, a la armonía social y ecológica de la humanidad y a la cooperación y comprensión internacionales;

Observando que las disposiciones que siguen han sido establecidas con la colaboración de las Naciones Unidas, de la Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, de la Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura y de la Organización Mundial de la Salud, así como del Instituto Indigenista Interamericano, a los niveles apropiados y en sus esferas respectivas, y que se tiene el propósito de continuar esa colaboración a fin de promover y asegurar la aplicación de estas disposiciones;

Después de haber decidido adoptar diversas proposiciones sobre la revisión parcial del Convenio sobre poblaciones indígenas y tribales, 1957 (núm. 107), cuestión que constituye el cuarto punto del orden del día de la reunión, y

Después de haber decidido que dichas proposiciones revistan la forma de un convenio internacional que revise el Convenio sobre poblaciones indígenas y tribales, 1957,



Parte I. Política General

Artículo 1

1. El presente Convenio se aplica:

- (a) a los pueblos tribales en países independientes, cuyas condiciones sociales, culturales y económicas les distinguen de otros sectores de la colectividad nacional, y que estén regidos total o parcialmente por sus propias costumbres o tradiciones o por una legislación especial;
- (b) a los pueblos en países independientes, considerados indígenas por el hecho de descender de poblaciones que habitaban en el país o en una región geográfica a la que pertenece el país en la época de la conquista o la colonización o del establecimiento de las actuales fronteras estatales y que, cualquiera que sea su situación jurídica, conservan todas sus propias instituciones sociales, económicas, culturales y políticas, o parte de ellas.

2. La conciencia de su identidad indígena o tribal deberá considerarse un criterio fundamental para determinar los grupos a los que se aplican las disposiciones del presente Convenio.

3. La utilización del término **pueblos** en este Convenio no deberá interpretarse en el sentido de que tenga implicación alguna en lo que atañe a los derechos que pueda conferirse a dicho término en el derecho internacional.

Artículo 2

1. Los gobiernos deberán asumir la responsabilidad de desarrollar, con la participación de los pueblos interesados, una acción coordinada y sistemática con miras a proteger los derechos de esos pueblos y a garantizar el respeto de su integridad.

2. Esta acción deberá incluir medidas:

- (a) que aseguren a los miembros de dichos pueblos gozar, en pie de igualdad, de los derechos y oportunidades que la legislación nacional otorga a los demás miembros de la población;
- (b) que promuevan la plena efectividad de los derechos sociales, económicos y culturales de esos pueblos, respetando su identidad social y cultural, sus costumbres y tradiciones, y sus instituciones;
- (c) que ayuden a los miembros de los pueblos interesados a eliminar las diferencias socioeconómicas que puedan existir entre los miembros indígenas y los demás miembros de la comunidad nacional, de una manera compatible con sus aspiraciones y formas de vida.

Artículo 3

1. Los pueblos indígenas y tribales deberán gozar plenamente de los derechos humanos y libertades fundamentales, sin obstáculos ni discriminación. Las disposiciones de este Convenio se aplicarán sin discriminación a los hombres y mujeres de esos pueblos.

2. No deberá emplearse ninguna forma de fuerza o de coerción que viole los derechos humanos y las libertades fundamentales de los pueblos interesados, incluidos los derechos contenidos en el presente Convenio.

Artículo 4

1. Deberán adoptarse las medidas especiales que se precisen para salvaguardar las personas, las instituciones, los bienes, el trabajo, las culturas y el medio ambiente de los pueblos interesados.

2. Tales medidas especiales no deberán ser contrarias a los deseos expresados libremente por los pueblos interesados.

3. El goce sin discriminación de los derechos generales de ciudadanía no deberá sufrir menoscabo alguno como consecuencia de tales medidas especiales.

Artículo 5

Al aplicar las disposiciones del presente Convenio:



individualmente;

(b) deberá respetarse la integridad de los valores, prácticas e instituciones de esos pueblos;

(c) deberán adoptarse, con la participación y cooperación de los pueblos interesados, medidas encaminadas a allanar las dificultades que experimenten dichos pueblos al afrontar nuevas condiciones de vida y de trabajo.

Artículo 6

1. Al aplicar las disposiciones del presente Convenio, los gobiernos deberán:

(a) consultar a los pueblos interesados, mediante procedimientos apropiados y en particular a través de sus instituciones representativas, cada vez que se prevean medidas legislativas o administrativas susceptibles de afectarles directamente;

(b) establecer los medios a través de los cuales los pueblos interesados puedan participar libremente, por lo menos en la misma medida que otros sectores de la población, y a todos los niveles en la adopción de decisiones en instituciones electivas y organismos administrativos y de otra índole responsables de políticas y programas que les conciernan;

(c) establecer los medios para el pleno desarrollo de las instituciones e iniciativas de esos pueblos, y en los casos apropiados proporcionar los recursos necesarios para este fin.

2. Las consultas llevadas a cabo en aplicación de este Convenio deberán efectuarse de buena fe y de una manera apropiada a las circunstancias, con la finalidad de llegar a un acuerdo o lograr el consentimiento acerca de las medidas propuestas.

Artículo 7

1. Los pueblos interesados deberán tener el derecho de decidir sus propias prioridades en lo que atañe al proceso de desarrollo, en la medida en que éste afecte a sus vidas, creencias, instituciones y bienestar espiritual y a las tierras que ocupan o utilizan de alguna manera, y de controlar, en la medida de lo posible, su propio desarrollo económico, social y cultural. Además, dichos pueblos deberán participar en la formulación, aplicación y evaluación de los planes y programas de desarrollo nacional y regional susceptibles de afectarles directamente.

2. El mejoramiento de las condiciones de vida y de trabajo y del nivel de salud y educación de los pueblos interesados, con su participación y cooperación, deberá ser prioritario en los planes de desarrollo económico global de las regiones donde habitan. Los proyectos especiales de desarrollo para estas regiones deberán también elaborarse de modo que promuevan dicho mejoramiento.

3. Los gobiernos deberán velar por que, siempre que haya lugar, se efectúen estudios, en cooperación con los pueblos interesados, a fin de evaluar la incidencia social, espiritual y cultural y sobre el medio ambiente que las actividades de desarrollo previstas puedan tener sobre esos pueblos. Los resultados de estos estudios deberán ser considerados como criterios fundamentales para la ejecución de las actividades mencionadas.

4. Los gobiernos deberán tomar medidas, en cooperación con los pueblos interesados, para proteger y preservar el medio ambiente de los territorios que habitan.

Artículo 8

1. Al aplicar la legislación nacional a los pueblos interesados deberán tomarse debidamente en consideración sus costumbres o su derecho consuetudinario.

2. Dichos pueblos deberán tener el derecho de conservar sus costumbres e instituciones propias, siempre que éstas no sean incompatibles con los derechos fundamentales definidos por el sistema jurídico nacional ni con los derechos humanos internacionalmente reconocidos. Siempre que sea necesario, deberán establecerse procedimientos para solucionar los conflictos que puedan surgir en la aplicación de este principio.

3. La aplicación de los párrafos 1 y 2 de este artículo no deberá impedir a los miembros de dichos pueblos ejercer los derechos reconocidos a todos los ciudadanos del país y asumir las obligaciones correspondientes.

Artículo 9

1. En la medida en que ello sea compatible con el sistema jurídico nacional y con los derechos humanos internacionalmente reconocidos, deberán respetarse los métodos a los que los pueblos interesados recurren tradicionalmente para la represión de los



2. Las autoridades y los tribunales llamados a pronunciarse sobre cuestiones penales deberán tener en cuenta las costumbres de dichos pueblos en la materia.

Artículo 10

1. Cuando se impongan sanciones penales previstas por la legislación general a miembros de dichos pueblos deberán tenerse en cuenta sus características económicas, sociales y culturales.
2. Deberá darse la preferencia a tipos de sanción distintos del encarcelamiento.

Artículo 11

La ley deberá prohibir y sancionar la imposición a miembros de los pueblos interesados de servicios personales obligatorios de cualquier índole, remunerados o no, excepto en los casos previstos por la ley para todos los ciudadanos.

Artículo 12

Los pueblos interesados deberán tener protección contra la violación de sus derechos, y poder iniciar procedimientos legales, sea personalmente o bien por conducto de sus organismos representativos, para asegurar el respeto efectivo de tales derechos. Deberán tomarse medidas para garantizar que los miembros de dichos pueblos puedan comprender y hacerse comprender en procedimientos legales, facilitándoles, si fuere necesario, intérpretes u otros medios eficaces.

Parte II. Tierras

Artículo 13

1. Al aplicar las disposiciones de esta parte del Convenio, los gobiernos deberán respetar la importancia especial que para las culturas y valores espirituales de los pueblos interesados reviste su relación con las tierras o territorios, o con ambos, según los casos, que ocupan o utilizan de alguna otra manera, y en particular los aspectos colectivos de esa relación.
2. La utilización del término **tierras** en los artículos 15 y 16 deberá incluir el concepto de territorios, lo que cubre la totalidad del hábitat de las regiones que los pueblos interesados ocupan o utilizan de alguna otra manera.

Artículo 14

1. Deberá reconocerse a los pueblos interesados el derecho de propiedad y de posesión sobre las tierras que tradicionalmente ocupan. Además, en los casos apropiados, deberán tomarse medidas para salvaguardar el derecho de los pueblos interesados a utilizar tierras que no estén exclusivamente ocupadas por ellos, pero a las que hayan tenido tradicionalmente acceso para sus actividades tradicionales y de subsistencia. A este respecto, deberá prestarse particular atención a la situación de los pueblos nómadas y de los agricultores itinerantes.
2. Los gobiernos deberán tomar las medidas que sean necesarias para determinar las tierras que los pueblos interesados ocupan tradicionalmente y garantizar la protección efectiva de sus derechos de propiedad y posesión.
3. Deberán instituirse procedimientos adecuados en el marco del sistema jurídico nacional para solucionar las reivindicaciones de tierras formuladas por los pueblos interesados.

Artículo 15

1. Los derechos de los pueblos interesados a los recursos naturales existentes en sus tierras deberán protegerse especialmente. Estos derechos comprenden el derecho de esos pueblos a participar en la utilización, administración y conservación de dichos recursos.
2. En caso de que pertenezca al Estado la propiedad de los minerales o de los recursos del subsuelo, o tenga derechos sobre otros recursos existentes en las tierras, los gobiernos deberán establecer o mantener procedimientos con miras a consultar a los pueblos interesados, a fin de determinar si los intereses de esos pueblos serían perjudicados, y en qué medida, antes de emprender o autorizar cualquier programa de prospección o explotación de los recursos existentes en sus tierras. Los pueblos interesados deberán participar siempre que sea posible en los beneficios que reporten tales actividades, y percibir una indemnización equitativa por cualquier daño que puedan sufrir como resultado de esas actividades.

Artículo 16



2. Cuando excepcionalmente el traslado y la reubicación de esos pueblos se consideren necesarios, sólo deberán efectuarse con su consentimiento, dado libremente y con pleno conocimiento de causa. Cuando no pueda obtenerse su consentimiento, el traslado y la reubicación sólo deberá tener lugar al término de procedimientos adecuados establecidos por la legislación nacional, incluidas encuestas públicas, cuando haya lugar, en que los pueblos interesados tengan la posibilidad de estar efectivamente representados.
3. Siempre que sea posible, estos pueblos deberán tener el derecho de regresar a sus tierras tradicionales en cuanto dejen de existir la causas que motivaron su traslado y reubicación.
4. Cuando el retorno no sea posible, tal como se determine por acuerdo o, en ausencia de tales acuerdos, por medio de procedimientos adecuados, dichos pueblos deberán recibir, en todos los casos posibles, tierras cuya calidad y cuyo estatuto jurídico sean por lo menos iguales a los de las tierras que ocupaban anteriormente, y que les permitan subvenir a sus necesidades y garantizar su desarrollo futuro. Cuando los pueblos interesados prefieran recibir una indemnización en dinero o en especie, deberá concedérseles dicha indemnización, con las garantías apropiadas.
5. Deberá indemnizarse plenamente a las personas trasladadas y reubicadas por cualquier pérdida o daño que hayan sufrido como consecuencia de su desplazamiento.

Artículo 17

1. Deberán respetarse las modalidades de transmisión de los derechos sobre la tierra entre los miembros de los pueblos interesados establecidas por dichos pueblos.
2. Deberá consultarse a los pueblos interesados siempre que se considere su capacidad de enajenar sus tierras o de transmitir de otra forma sus derechos sobre estas tierras fuera de su comunidad.
3. Deberá impedirse que personas extrañas a esos pueblos puedan aprovecharse de las costumbres de esos pueblos o de su desconocimiento de las leyes por parte de sus miembros para arrogarse la propiedad, la posesión o el uso de las tierras pertenecientes a ellos.

Artículo 18

La ley deberá prever sanciones apropiadas contra toda intrusión no autorizada en las tierras de los pueblos interesados o todo uso no autorizado de las mismas por personas ajenas a ellos, y los gobiernos deberán tomar medidas para impedir tales infracciones.

Artículo 19

Los programas agrarios nacionales deberán garantizar a los pueblos interesados condiciones equivalentes a las que disfruten otros sectores de la población, a los efectos de:

- (a) la asignación de tierras adicionales a dichos pueblos cuando las tierras de que dispongan sean insuficientes para garantizarles los elementos de una existencia normal o para hacer frente a su posible crecimiento numérico;
- (b) el otorgamiento de los medios necesarios para el desarrollo de las tierras que dichos pueblos ya poseen.

Parte III. Contratación y Condiciones de Empleo

Artículo 20

1. Los gobiernos deberán adoptar, en el marco de su legislación nacional y en cooperación con los pueblos interesados, medidas especiales para garantizar a los trabajadores pertenecientes a esos pueblos una protección eficaz en materia de contratación y condiciones de empleo, en la medida en que no estén protegidos eficazmente por la legislación aplicable a los trabajadores en general.
2. Los gobiernos deberán hacer cuanto esté en su poder por evitar cualquier discriminación entre los trabajadores pertenecientes a los pueblos interesados y los demás trabajadores, especialmente en lo relativo a:
 - (a) acceso al empleo, incluidos los empleos calificados y las medidas de promoción y de ascenso;
 - (b) remuneración igual por trabajo de igual valor;



(d) derecho de asociación, derecho a dedicarse libremente a todas las actividades sindicales para fines lícitos, y derecho a concluir convenios colectivos con empleadores o con organizaciones de empleadores.

3. Las medidas adoptadas deberán en particular garantizar que:

- (a) los trabajadores pertenecientes a los pueblos interesados, incluidos los trabajadores estacionales, eventuales y migrantes empleados en la agricultura o en otras actividades, así como los empleados por contratistas de mano de obra, gocen de la protección que confieren la legislación y la práctica nacionales a otros trabajadores de estas categorías en los mismos sectores, y sean plenamente informados de sus derechos con arreglo a la legislación laboral y de los recursos de que disponen;
- (b) los trabajadores pertenecientes a estos pueblos no estén sometidos a condiciones de trabajo peligrosas para su salud, en particular como consecuencia de su exposición a plaguicidas o a otras sustancias tóxicas;
- (c) los trabajadores pertenecientes a estos pueblos no estén sujetos a sistemas de contratación coercitivos, incluidas todas las formas de servidumbre por deudas;
- (d) los trabajadores pertenecientes a estos pueblos gocen de igualdad de oportunidades y de trato para hombres y mujeres en el empleo y de protección contra el hostigamiento sexual.

4. Deberá prestarse especial atención a la creación de servicios adecuados de inspección del trabajo en las regiones donde ejerzan actividades asalariadas trabajadores pertenecientes a los pueblos interesados, a fin de garantizar el cumplimiento de las disposiciones de esta parte del presente Convenio.

Parte IV. Formación Profesional, Artesanía e Industrias Rurales

Artículo 21

Los miembros de los pueblos interesados deberán poder disponer de medios de formación profesional por lo menos iguales a los de los demás ciudadanos.

Artículo 22

1. Deberán tomarse medidas para promover la participación voluntaria de miembros de los pueblos interesados en programas de formación profesional de aplicación general.
2. Cuando los programas de formación profesional de aplicación general existentes no respondan a las necesidades especiales de los pueblos interesados, los gobiernos deberán asegurar, con la participación de dichos pueblos, que se pongan a su disposición programas y medios especiales de formación.
3. Estos programas especiales de formación deberán basarse en el entorno económico, las condiciones sociales y culturales y las necesidades concretas de los pueblos interesados. Todo estudio a este respecto deberá realizarse en cooperación con esos pueblos, los cuales deberán ser consultados sobre la organización y el funcionamiento de tales programas. Cuando sea posible, esos pueblos deberán asumir progresivamente la responsabilidad de la organización y el funcionamiento de tales programas especiales de formación, si así lo deciden.

Artículo 23

1. La artesanía, las industrias rurales y comunitarias y las actividades tradicionales y relacionadas con la economía de subsistencia de los pueblos interesados, como la caza, la pesca, la caza con trampas y la recolección, deberán reconocerse como factores importantes del mantenimiento de su cultura y de su autosuficiencia y desarrollo económicos. Con la participación de esos pueblos, y siempre que haya lugar, los gobiernos deberán velar por que se fortalezcan y fomenten dichas actividades.
2. A petición de los pueblos interesados, deberá facilitárseles, cuando sea posible, una asistencia técnica y financiera apropiada que tenga en cuenta las técnicas tradicionales y las características culturales de esos pueblos y la importancia de un desarrollo sostenido y equitativo.

Parte V. Seguridad Social y Salud

Artículo 24



Artículo 25

1. Los gobiernos deberán velar por que se pongan a disposición de los pueblos interesados servicios de salud adecuados o proporcionar a dichos pueblos los medios que les permitan organizar y prestar tales servicios bajo su propia responsabilidad y control, a fin de que puedan gozar del máximo nivel posible de salud física y mental.
2. Los servicios de salud deberán organizarse, en la medida de lo posible, a nivel comunitario. Estos servicios deberán planearse y administrarse en cooperación con los pueblos interesados y tener en cuenta sus condiciones económicas, geográficas, sociales y culturales, así como sus métodos de prevención, prácticas curativas y medicamentos tradicionales.
3. El sistema de asistencia sanitaria deberá dar la preferencia a la formación y al empleo de personal sanitario de la comunidad local y centrarse en los cuidados primarios de salud, manteniendo al mismo tiempo estrechos vínculos con los demás niveles de asistencia sanitaria.
4. La prestación de tales servicios de salud deberá coordinarse con las demás medidas sociales, económicas y culturales que se tomen en el país.

Parte VI. Educación y Medios de Comunicación

Artículo 26

Deberán adoptarse medidas para garantizar a los miembros de los pueblos interesados la posibilidad de adquirir una educación a todos los niveles, por lo menos en pie de igualdad con el resto de la comunidad nacional.

Artículo 27

1. Los programas y los servicios de educación destinados a los pueblos interesados deberán desarrollarse y aplicarse en cooperación con éstos a fin de responder a sus necesidades particulares, y deberán abarcar su historia, sus conocimientos y técnicas, sus sistemas de valores y todas sus demás aspiraciones sociales, económicas y culturales.
2. La autoridad competente deberá asegurar la formación de miembros de estos pueblos y su participación en la formulación y ejecución de programas de educación, con miras a transferir progresivamente a dichos pueblos la responsabilidad de la realización de esos programas, cuando haya lugar.
3. Además, los gobiernos deberán reconocer el derecho de esos pueblos a crear sus propias instituciones y medios de educación, siempre que tales instituciones satisfagan las normas mínimas establecidas por la autoridad competente en consulta con esos pueblos. Deberán facilitárseles recursos apropiados con tal fin.

Artículo 28

1. Siempre que sea viable, deberá enseñarse a los niños de los pueblos interesados a leer y a escribir en su propia lengua indígena o en la lengua que más comúnmente se hable en el grupo a que pertenezcan. Cuando ello no sea viable, las autoridades competentes deberán celebrar consultas con esos pueblos con miras a la adopción de medidas que permitan alcanzar este objetivo.
2. Deberán tomarse medidas adecuadas para asegurar que esos pueblos tengan la oportunidad de llegar a dominar la lengua nacional o una de las lenguas oficiales del país.
3. Deberán adoptarse disposiciones para preservar las lenguas indígenas de los pueblos interesados y promover el desarrollo y la práctica de las mismas.

Artículo 29

Un objetivo de la educación de los niños de los pueblos interesados deberá ser impartirles conocimientos generales y aptitudes que les ayuden a participar plenamente y en pie de igualdad en la vida de su propia comunidad y en la de la comunidad nacional.

Artículo 30

1. Los gobiernos deberán adoptar medidas acordes a las tradiciones y culturas de los pueblos interesados, a fin de darles a conocer sus derechos y obligaciones, especialmente en lo que atañe al trabajo, a las posibilidades económicas, a las cuestiones de educación y salud, a los servicios sociales y a los derechos dimanantes del presente Convenio.



Artículo 31

Deberán adoptarse medidas de carácter educativo en todos los sectores de la comunidad nacional, y especialmente en los que estén en contacto más directo con los pueblos interesados, con objeto de eliminar los prejuicios que pudieran tener con respecto a esos pueblos. A tal fin, deberán hacerse esfuerzos por asegurar que los libros de historia y demás material didáctico ofrezcan una descripción equitativa, exacta e instructiva de las sociedades y culturas de los pueblos interesados.

Parte VII. Contactos y Cooperación a Través de las Fronteras

Artículo 32

Los gobiernos deberán tomar medidas apropiadas, incluso por medio de acuerdos internacionales, para facilitar los contactos y la cooperación entre pueblos indígenas y tribales a través de las fronteras, incluidas las actividades en las esferas económica, social, cultural, espiritual y del medio ambiente.

Parte VIII. Administración

Artículo 33

1. La autoridad gubernamental responsable de las cuestiones que abarca el presente Convenio deberá asegurarse de que existen instituciones u otros mecanismos apropiados para administrar los programas que afecten a los pueblos interesados, y de que tales instituciones o mecanismos disponen de los medios necesarios para el cabal desempeño de sus funciones.

2. Tales programas deberán incluir:

- (a) la planificación, coordinación, ejecución y evaluación, en cooperación con los pueblos interesados, de las medidas previstas en el presente Convenio;
- (b) la proposición de medidas legislativas y de otra índole a las autoridades competentes y el control de la aplicación de las medidas adoptadas en cooperación con los pueblos interesados.

Parte IX. Disposiciones Generales

Artículo 34

La naturaleza y el alcance de las medidas que se adopten para dar efecto al presente Convenio deberán determinarse con flexibilidad, teniendo en cuenta las condiciones propias de cada país.

Artículo 35

La aplicación de las disposiciones del presente Convenio no deberá menoscabar los derechos y las ventajas garantizados a los pueblos interesados en virtud de otros convenios y recomendaciones, instrumentos internacionales, tratados, o leyes, laudos, costumbres o acuerdos nacionales.

Parte X. Disposiciones Finales

Artículo 36

Este Convenio revisa el Convenio sobre poblaciones indígenas y tribales, 1957.

Artículo 37

Las ratificaciones formales del presente Convenio serán comunicadas, para su registro, al Director General de la Oficina Internacional del Trabajo.

Artículo 38

1. Este Convenio obligará únicamente a aquellos Miembros de la Organización Internacional del Trabajo cuyas ratificaciones haya registrado el Director General.
2. Entrará en vigor doce meses después de la fecha en que las ratificaciones de dos Miembros hayan sido registradas por el Director General.



Artículo 39

1. Todo Miembro que haya ratificado este Convenio podrá denunciarlo a la expiración de un período de diez años, a partir de la fecha en que se haya puesto inicialmente en vigor, mediante un acta comunicada, para su registro, al Director General de la Oficina Internacional del Trabajo. La denuncia no surtirá efecto hasta un año después de la fecha en que se haya registrado.
2. Todo Miembro que haya ratificado este Convenio y que, en el plazo de un año después de la expiración del período de diez años mencionado en el párrafo precedente, no haga uso del derecho de denuncia previsto en este artículo quedará obligado durante un nuevo período de diez años, y en lo sucesivo podrá denunciar este Convenio a la expiración de cada período de diez años, en las condiciones previstas en este artículo.

Artículo 40

1. El Director General de la Oficina Internacional del Trabajo notificará a todos los Miembros de la Organización Internacional del Trabajo el registro de cuantas ratificaciones, declaraciones y denuncias le comuniquen los Miembros de la Organización.
2. Al notificar a los Miembros de la Organización el registro de la segunda ratificación que le haya sido comunicada, el Director General llamará la atención de los Miembros de la Organización sobre la fecha en que entrará en vigor el presente Convenio.

Artículo 41

El Director General de la Oficina Internacional del Trabajo comunicará al Secretario General de las Naciones Unidas, a los efectos del registro y de conformidad con el artículo 102 de la Carta de las Naciones Unidas, una información completa sobre todas las ratificaciones, declaraciones y actas de denuncia que haya registrado de acuerdo con los artículos precedentes.

Artículo 42

Cada vez que lo estime necesario, el Consejo de Administración de la Oficina Internacional del Trabajo presentará a la Conferencia una memoria sobre la aplicación del Convenio, y considerará la conveniencia de incluir en el orden del día de la Conferencia la cuestión de su revisión total o parcial.

Artículo 43

1. En caso de que la Conferencia adopte un nuevo convenio que implique una revisión total o parcial del presente, y a menos que el nuevo convenio contenga disposiciones en contrario:
 - (a) la ratificación, por un Miembro, del nuevo convenio revisor implicará, ipso jure, la denuncia inmediata de este Convenio, no obstante las disposiciones contenidas en el artículo 39, siempre que el nuevo convenio revisor haya entrado en vigor;
 - (b) a partir de la fecha en que entre en vigor el nuevo convenio revisor, el presente Convenio cesará de estar abierto a la ratificación por los Miembros.
2. Este Convenio continuará en vigor en todo caso, en su forma y contenido actuales, para los Miembros que lo hayan ratificado y no ratifiquen el convenio revisor.

Artículo 44

Las versiones inglesa y francesa del texto de este Convenio son igualmente auténticas.

Consultarse los correspondientes

Key Information

Convenio sobre pueblos indígenas y tribales en países independientes (Entrada en vigor: 05 septiembre 1991)

Adopción: Ginebra, 76ª reunión CIT (27 junio 1989) - Estatus: Instrumento actualizado (Convenios Técnicos).
Actualmente abierto a denuncia: 05 septiembre 2021 - 05 septiembre 2022

See also



Sumisiones a las autoridades competentes por país



EXP. N.º 00024-2009-PI
LIMA
GONZALO TUANAMA TUANAMA
Y SEIS MIL DOSCIENTOS
VEINTISEIS CIUDADANOS

B

**SENTENCIA
DEL PLENO JURISDICCIONAL DEL
TRIBUNAL CONSTITUCIONAL**

Del 26 de julio de 2011

**PROCESO DE INCONSTITUCIONALIDAD
6,226 ciudadanos contra el Poder Ejecutivo**

Asunto:

Demanda de inconstitucionalidad interpuesta por 6226 ciudadanos contra el Decreto Legislativo 994

Magistrados firmantes:

**MESÍA RAMÍREZ
ÁLVAREZ MIRANDA
VERGARA GOTELLI
BEUMONT CALLIRGOS
CALLE HAYEN
ETO CRUZ
URVIOLA HANI**



**EXP. N.º 00024-2009-PI
LIMA
GONZALO TUANAMA TUANAMA
Y SEIS MIL DOSCIENTOS
VEINTISEIS CIUDADANOS**

SENTENCIA DEL TRIBUNAL CONSTITUCIONAL



En Lima, a los 26 días del mes de julio de 2011, el Pleno del Tribunal Constitucional, integrado por los magistrados Mesía Ramírez, Álvarez Miranda, Vergara Gotelli, Beaumont Callirgos, Calle Hayen, Eto Cruz y Urviola Hani, pronuncia la siguiente sentencia, con el fundamento de voto de los magistrados Vergara Gotelli y Calle Hayen, que se agrega.

I. ASUNTO

Demanda de inconstitucionalidad interpuesta por Gonzalo Tuanama Tuanama, en representación de seis mil doscientos veintiséis ciudadanos, contra el Decreto Legislativo N.º 994.

II. ANTECEDENTES

A. Demanda

Con fecha 17 de julio de 2009 se interpone demanda de inconstitucionalidad contra el Decreto Legislativo N.º 994, mediante el cual se promueve la inversión privada en proyectos de irrigación para la ampliación de la frontera agrícola, publicado el 13 de marzo de 2008 en el diario oficial *El Peruano*. Se sustentan las objeciones de inconstitucionalidad en lo siguiente:

La norma cuestionada fue expedida sin realizarse ninguna consulta previa e informada a los pueblos indígenas, tal como lo exigen el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (en adelante OIT) y los artículos 19, 30 y 32 de la Declaración de las Naciones Unidas sobre los Derechos de los Pueblos Indígenas (en adelante DNUDPI). Por tanto se ha incumplido lo dispuesto en el artículo 118, inciso 1, de la Constitución Política que declara como obligación del Presidente de la República el cumplir y hacer cumplir la Constitución y los tratados, leyes y demás disposiciones legales.

El referido decreto promociona proyectos de irrigación en las tierras eriazas, con excepción de aquellas que tengan títulos de propiedad privada o comunal. De este modo, se desprotege a las comunidades que no cuenten con títulos de propiedad, las que aún con antecedentes de posesión ancestrales en dichas tierras, pueden ser desplazadas por los citados proyectos de irrigación que se promueven al amparo de la norma cuestionada. Manifiesta que la sola posesión histórica de las comunidades de



dichos espacios territoriales, les otorga propiedad que el Estado debe reconocer, tal y como la Corte Interamericana de Derechos Humanos (en adelante, Corte Interamericana, Corte o Corte IDH) lo ha reconocido en diversos casos que involucraban a comunidades indígenas.

La citada delegación se formalizó mediante la Ley N.º 29157. De la interpretación y concordancia de los artículos 2.1. y 2.2. de dicha ley, se tiene que el Poder Ejecutivo no podía excederse a los marcos previstos en el TLC Perú - Estados Unidos, máxime cuando el Congreso que es el titular de la potestad legislativa, fijó los términos estrictos y razonables del contenido enunciado en la ley de delegación.

B. Contestación de la demanda

Con fecha 16 de octubre de 2009 el Procurador Público de la Presidencia del Consejo de Ministros contesta la demanda, solicitando que la misma se declare infundada, por las siguientes razones:

El Decreto Legislativo N.º 994 ha sido expedido en ejercicio de las facultades legislativas delegadas por el Parlamento mediante la Ley N.º 29157, siendo que su ámbito de regulación se vincula directamente a dos de las materias delegadas: la mejora del marco regulatorio (artículo 2.1.b Ley N.º 29157), y la mejora de la competitividad de la producción agropecuaria (artículo 2.1.h Ley N.º 29157), con la finalidad de mejorar la competitividad económica para aprovechar el Acuerdo de Promoción Comercial Perú-Estados Unidos (artículo 2.2. Ley N.º 29157).

Respecto a la alegada contravención de la DNUDPI, precisa que dicha declaración no ha sido ratificada por el Estado Peruano, por lo que carece de efectos vinculantes.

El Convenio 169 de la OIT es inaplicable en el Perú, que tiene una población predominantemente mestiza; gran parte de las comunidades campesinas que en su origen fueron ancestrales, indígenas, con el desarrollo de la civilización ahora son mestizas. Resulta arbitrario considerar a todas las comunidades campesinas y nativas como pueblos indígenas.

A su juicio lo pertinente y necesario para adaptar el Convenio 169 a nuestro país, es dictar una ley en la que se precise bajo qué requisitos, condiciones, características, etc., debería considerarse a determinadas comunidades o colectividades sociales, como pueblos indígenas.



No se puede establecer la inconstitucionalidad del Decreto Legislativo N.º 994 ni de ninguna norma legal con rango de ley por no haberse efectuado la consulta previa a los pueblos indígenas, por cuanto éstos no están identificados en nuestro país por una norma legal que establezca los lineamientos y parámetros para su determinación, ni las materias específicas a consultar y mucho menos existe una norma legal que establezca el procedimiento para llevarla a cabo.

En el caso que el Tribunal Constitucional estime la aplicación del Convenio 169 de la OIT, precisa que el derecho de la comunidad nativa o campesina de ser consultada previamente, y la correspondiente obligación estatal de consultar, sólo surge respecto de asuntos que les afecte directamente. Al respecto, estima que es inexistente la afectación, pues el Estado no va a utilizar áreas que no sean de su libre disponibilidad, precisamente por estar ocupadas, y principalmente porque técnicamente la irrigación se hace sobre tierras áridas donde el inversionista debe invertir precisamente para obtener el recurso hídrico extrayendo agua subterránea o trayéndola de las fuentes naturales superficiales, lo cual es realizable en la costa y parcialmente en la sierra, pero de ninguna manera en la selva, porque en esta región natural lo que abunda es el agua.

El espíritu del Decreto Legislativo N.º 994 es el respeto a la propiedad debidamente formalizada, esto es, contar con el título de propiedad y la inscripción en el registro, condicionamiento que alcanza a la propiedad comunal.

III. FUNDAMENTOS

§1. Delimitación del petitorio

1. El objeto de la demanda es que se declare la inconstitucionalidad del Decreto Legislativo N.º 994, mediante el cual se promueve la inversión privada en proyectos de irrigación para la ampliación de la frontera agrícola.

§2. Delegación de facultades legislativas y Decreto Legislativo 994

2. El primer cuestionamiento contra el Decreto Legislativo 994 es que éste se habría expedido excediendo las facultades delegadas. Al respecto este Tribunal observa que mediante la Ley N.º 29157, el Congreso de la República delegó al Poder Ejecutivo la facultad de legislar sobre diversas materias para facilitar la implementación del Acuerdo de Promoción Comercial Perú - Estados Unidos y el apoyo a la competitividad económica para su aprovechamiento.
3. El artículo 2 de dicha Ley N.º 29157 precisa las materias que comprende dicha delegación de facultades legislativas. Sus artículos 2.1.b y 2.1.h, especifican que



entre las materias delegadas, se encuentra la mejora del marco regulatorio y de la competitividad de la producción agropecuaria, respectivamente. El Tribunal observa que el Decreto Legislativo N.º 994 regula el régimen especial para promover la inversión privada en proyectos de irrigación de tierras eriazas con aptitud agrícola, por lo que considera que éste se ha dictado con sujeción a las materias específicas que se delegaron mediante la Ley N.º 29157, por lo que este extremo de la demanda debe desestimarse.

§3. Tribunal Constitucional y el derecho a la consulta de los pueblos indígenas

4. En la jurisprudencia de este Tribunal Constitucional, especialmente en casos motivados por la conflictividad social generada a partir del año 2009, se ha buscado afianzar el valor constitucional del derecho a la consulta de los pueblos indígenas, lo cual atraviesa por afirmar el conjunto de garantías que exige su condición de derecho fundamental específico, derivado de su reconocimiento en un tratado con rango constitucional, como el Convenio 169 de la OIT [STC 6316-2008-PA/TC y STC 5427-2009-PC/TC]. Este rol de concretización le correspondió asumir a este Colegiado frente a la omisión legislativa de desarrollo, que ha posibilitado institucionalizar el debate sobre la problemática indígena en desmedro de posturas antisistémicas.
5. En ese sentido, como todo derecho constitucional, el derecho a la consulta tiene un ámbito protegido. Este se encuentra constituido por una serie de posiciones iusfundamentales, entre las cuales el Tribunal Constitucional ha identificado [STC 0022-2009-PI/TC, Fund. Jur. N° 37]:
 - (a) el derecho colectivo a ser consultados ante medidas estatales que afecten directamente sus derechos e intereses grupales. En particular, los que estén vinculados con su existencia física, identidad cultural, calidad de vida o desarrollo colectivo;
 - (b) el derecho a que la consulta se realice de manera previa y bajo la observancia de los principios de buena fe, flexibilidad, transparencia, respeto e interculturalidad; y
 - (c) el derecho a que se cumplan los acuerdos arribados en el proceso de consulta, encontrándose excluido de este programa normativo del derecho a la consulta lo que coloquialmente se ha venido en denominar “derecho al veto”.
6. El derecho a la consulta no es un derecho individual. Es un derecho colectivo que se reconoce a los pueblos especificados en el artículo 1.1 del Convenio 169 de la OIT. Por ello requiere de procedimientos apropiados a través de las instituciones representativas de los pueblos indígenas, siendo constitucionalmente obligatorio



cada vez que el Estado prevea medidas legislativas o administrativas susceptibles de afectarles directamente.

En abstracto no corresponde determinar cuándo una medida “afecta” directamente los derechos colectivos de los pueblos indígenas. Aún así no es difícil entender que en ella se encuentran comprendidas cualesquiera medidas estatales (administrativas o legislativas) cuyo efecto sea el menoscabar, perjudicar, influir desfavorablemente o provocar una alteración directa en los derechos e intereses colectivos de los pueblos indígenas. En ese sentido, es posible distinguir cuando menos tres modos que éstas pueden revestir: (a) medidas dirigidas a regular aspectos que conciernen en forma exclusiva a los pueblos indígenas; (b) normas de alcance general que podrían implicar una afectación “indirecta” a los pueblos indígenas; y, (c) medidas específicas relacionadas con pueblos indígenas dentro de normas de alcance general [STC 0022-2009-PI/TC, Fund. Jur. N° 21]. Determinaciones que corresponderán ser realizadas en los procesos constitucionales que la jurisdicción constitucional prevé, ya sea a través del control abstracto de inconstitucionalidad de una norma, o del control concreto del amparo que otorga la tutela reparadora en los supuestos de vulneración del derecho de consulta.

7. Respecto a la exigibilidad del derecho a la consulta se encuentra vinculada a la entrada en vigencia en nuestro ordenamiento jurídico del Convenio 169 de la OIT, esto es, el 2 de febrero de 1995. Tal regla no ha sido desconocida por nuestra jurisprudencia. No podría haberlo hecho pues la responsabilidad derivada de las obligaciones internacionales contraídas tras la ratificación de un tratado internacional se determinan a partir de las reglas del Derecho Internacional Público, que se integran a los actos normativos que se dicten y a las decisiones de los tribunales internos. En ese sentido, la RTC 6316-2008-PA/TC sólo se limitó a establecer que desde que se expidió la STC 0022-2009-PI/TC existen criterios jurisprudenciales para resolver casos que involucren al derecho a la consulta [STC 0025-2009-PI/TC, Fund. Jur. N° 24].
8. De esta forma queda establecido el íter de reglamentación de la consulta indígena principalmente jurisprudencial ante el supuesto configurado de inconstitucionalidad por omisión del legislador. No obstante cabe destacar que por mandato derivado de la STC 5427-2009-PC/TC con fecha el 12 de mayo de 2011 se ha publicado en el Diario Oficial El Peruano el *Decreto Supremo N.º 023-2011-EM, Aprueban Reglamento del Procedimiento para la Aplicación del Derecho de Consulta a los Pueblos Indígenas para las Actividades Minero Energéticas*. De esta forma el Ministerio de Energía y Minas asume la responsabilidad constitucional que le correspondía en la materia, máxime si es en este sector donde se producen la mayor cantidad de medidas que pueden afectar directamente a los pueblos indígenas (como las actividades relacionadas a explotación minera e hidrocarburífera) y que, por lo mismo, según el Convenio



N° 169, deben ser consultadas. Desde luego, esta afirmación no supone realizar un control sobre si dicha normativa contraviene, en la forma o en el fondo, la Constitución, por no ser materia del petitorio de la presente demanda de inconstitucionalidad.

9. Finalmente se debe tener presente que el Tribunal Constitucional, conforme a su función pacificadora, en su condición de supremo órgano de control de la constitucionalidad, valiéndose únicamente de la Norma Fundamental y del modelo de sociedad que ella tiene consagrado detrás del reconocimiento de derechos y libertades, ha venido fortaleciendo su jurisprudencia en torno al derecho de consulta como una tema de especial relevancia en la cuestión de los pueblos originarios. Hoy, frente al recrudecimiento de la convulsión social y la urgente necesidad de impulsar el desarrollo económico y la superación de la pobreza sobre la base de un principio de coparticipación de la riqueza, la sociedad debe unir esfuerzos en torno al fortalecimiento del Estado constitucional de Derecho, intrínsecamente capaz de cumplir objetivos con pleno respeto de los derechos fundamentales. Conflicto inmanente a la maduración democrática de nuestro país, que exige un compromiso de los distintos agentes sociales.

§4. El Convenio N.º 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT) y la Declaración de las Naciones Unidas sobre los Derechos de los Pueblos Indígenas

10. Los recurrentes cuestionan que el Decreto Legislativo N.º 994 desproteja a las comunidades que no cuenten con títulos de propiedad y denuncian, igualmente, que el Decreto Legislativo 994 fue promulgado sin hacerse ninguna consulta previa e informada a los pueblos indígenas, en los términos exigidos por el Convenio 169 de la OIT y la Declaración de las Naciones Unidas sobre los Derechos de los Pueblos Indígenas.
11. Al contestarse la demanda el Procurador Público de la Presidencia del Consejo de Ministros ha cuestionado que el Convenio 169 de la OIT sea aplicable, aduciendo que el Perú tiene esencialmente una población mestiza, y también que la Declaración de las Naciones Unidas sobre los Derechos de los Pueblos Indígenas carece de efectos vinculantes que sustenten la declaración de (in)validez de una decisión estatal.
12. Al respecto el Tribunal recuerda que el Convenio 169 de la OIT forma parte de nuestro ordenamiento jurídico, siendo obligatoria su aplicación por todas las entidades estatales (STC 3343-2007-PA/TC y STC 00022-2009-PI/TC). No sólo forma parte de nuestro ordenamiento interno, sino que además ostenta el máximo rango, pues como hemos precisado, los “tratados internacionales sobre derechos humanos (...) detentan rango constitucional” (STC N.º 00025-2005-PI/TC y



0026-2005-PI/TC, F.J. 26). En ese sentido, en aplicación del artículo V del Título Preliminar del Código Procesal Constitucional, los tratados sobre derechos humanos en general, y el Convenio 169 de la OIT en particular, tienen la función de complementar -normativa e interpretativamente- las disposiciones constitucionales sobre pueblos indígenas y, en particular, las referidas a sus derechos fundamentales y las garantías institucionales con las que tengan relación.

13. Por ello, en relación al argumento vertido por el Procurador Público de la Presidencia del Consejo de Ministros, en el sentido de que el Convenio N.º 169 no es aplicable en tanto la mayoría de la población peruana es mestiza y no indígena, este Tribunal considera que no debe confundirse el reconocimiento de cierto sector de la sociedad como pueblo indígena con lo relacionado con la vigencia del referido Convenio 169 y las obligaciones contraídas como consecuencia de su ratificación e incorporación en el derecho interno. Como antes se ha expuesto, el Convenio 169 entró en vigencia en el año 1995 y desde ese momento forma parte del ordenamiento jurídico nacional y su cumplimiento es obligatorio [Cf. STC 00022-2009-PI/TC]. Su aplicación, como expresa el artículo 1 del Convenio 169 de la OIT, se aplica a los pueblos que detentan las características que allí se señala, independientemente de si éstos son de población nacional mayoritaria (o no).
14. De otro lado, en lo que se refiere al valor normativo que pueda tener la Declaración de Derechos de los Pueblos Indígenas, el Tribunal destaca que ésta fue aprobada por la Asamblea General de la Organización de las Naciones Unidas con fecha 13 de septiembre de 2007. Este instrumento del Derecho Internacional de los Derechos Humanos conlleva una fuerza moral, además de una evidente orientación de la comunidad internacional en materia de garantía y respeto de los pueblos indígenas, al anidar en su contenido aquellas metas y objetivos que la comunidad internacional se impone. En ese sentido, cuando entre las disposiciones de la Declaración de Derechos de los Pueblos Indígenas y las del Convenio 169 no existan antinomias, aquellas pueden entenderse a manera de interpretación autorizada de éstas últimas, teniendo la naturaleza, en todos los demás casos, de aquello que en el Derecho Internacional se denomina como *soft law*, esto es, una guía de principios generales que carecen de fuerza vinculante y, por lo mismo, respecto de los cuales los Estados no tienen ninguna obligación jurídica, pero que se considera que deberían observar a modo de criterios persuasivos.

§4. Propiedad comunal de los pueblos indígenas



15. Por otra parte los recurrentes manifiestan que el Decreto Legislativo N.º 994 desprotege a las comunidades que no cuenten con títulos de propiedad y sostiene que la norma cuestionada fue promulgada sin hacerse ninguna consulta previa e informada a los pueblos indígenas.
16. Al respecto el Tribunal recuerda que los pueblos indígenas reivindican derechos individuales y colectivos. Sus reivindicaciones sobre sus tierras son canalizadas, particularmente, desde la perspectiva de la propiedad comunal y la titularidad colectiva de este derecho. En palabras del actual Relator Especial de Naciones Unidas sobre los derechos de los pueblos indígenas, James Anaya, “[s]uperando la dicotomía de derechos y deberes de Estados e individuos, los pueblos indígenas han demandado y articulado sus derechos humanos en términos de derechos colectivos”. (ANAYA, James, “Pueblos indígenas, comunidad internacional y derechos humanos en la era de la globalización”, en Fernando Mariño y Daniel Oliva (Eds.), *Avances en la protección de los derechos de los pueblos indígenas*, Universidad Carlos III de Madrid, Dykinson, Madrid, 2004, p. 93).
17. En ese sentido, el artículo 14 del Convenio N° 169 de la OIT prescribe el deber estatal de proteger los derechos de propiedad y posesión a través de la adopción de las medidas necesarias que permitan determinar las tierras que los pueblos indígenas ocupan tradicionalmente. En este mismo sentido, la DNUDPI consagra, en su artículo 26, que el reconocimiento de estas tierras importará el respeto de las costumbres, tradiciones y sistemas de tenencia de la tierra de los pueblos indígenas. Estos derechos de los pueblos indígenas no son ajenos a nuestra Constitución, cuyo artículo 88 precisa que el Estado garantiza “el derecho de propiedad sobre la tierra, en forma privada o comunal o en cualquiera otra forma asociativa” (subrayado agregado). De similar forma, el artículo 89 de la misma Ley Fundamental establece que “[l]as Comunidades Campesinas y las Nativas [...] [s]on autónomas en su organización, en el trabajo comunal y en el uso y la libre disposición de sus tierras [...]”. La propiedad de sus tierras es imprescriptible” (subrayado agregado).
18. El Tribunal recuerda que la propiedad comunal de los pueblos indígenas no puede fundamentarse en el enfoque clásico de “propiedad” sobre el que se basa el Derecho Civil. Para los pueblos indígenas la tierra no constituye un mero bien económico, sino un elemento fundamental con componentes de carácter espiritual, cultural, social, etc. En sus tierras los pueblos indígenas desarrollan sus conocimientos, prácticas de sustento, creencias, formas de vida tradicionales que transmiten de generación en generación. El Tribunal valora la relación especial de los pueblos indígenas con sus tierras y pone de relieve la acentuada interrelación del derecho a la propiedad comunal con otros derechos, tales como la vida, integridad, identidad cultural, libertad de religión.



19. Por ello, en armonía con el artículo 13 del Convenio N.º 169 de la OIT, al aplicar las disposiciones del referido convenio, el Estado deberá respetar la importancia especial que para los pueblos reviste su relación con las tierras o territorios. Esta relación especial también ha sido resaltada por la Corte Interamericana de Derechos Humanos, la que además ha destacado que la protección de la propiedad comunal permite preservar el legado cultural de los pueblos indígenas y, de este modo, transmitirlo a las generaciones futuras [Cfr. Caso Comunidad Indígena Xákmok Kásek Vs. Paraguay. Sentencia de 24 de agosto de 2010. Fondo, Reparaciones y Costas. Serie C No. 214, párr. 86]. La referida relación importa la existencia de diversas dimensiones y responsabilidades, donde debe resaltarse la dimensión colectiva y el aspecto intergeneracional, el cual es imprescindible para preservar la identidad y propio desarrollo de estos pueblos.
20. Desde luego, el carácter especial y, al mismo tiempo, relacional del derecho a la propiedad comunal, acarrea determinadas consecuencias. En ese sentido, como ha indicado la Corte Interamericana, la posesión tradicional resulta equivalente al título de pleno dominio otorgado por el Estado, por lo que los indígenas tienen el derecho a exigir el reconocimiento oficial de su propiedad y su registro. [Cfr. Caso Comunidad Indígena Sawhoyamaya Vs. Paraguay. Sentencia de 29 de marzo de 2006. Fondo, Reparaciones y Costas. Serie C No 146, párr. 128].
21. Pues bien, en el caso del Decreto Legislativo 994, los recurrentes han alegado que su expedición afecta a los pueblos indígenas al desproteger a aquellos que no tienen títulos de propiedad, desconociendo su posesión ancestral y fomentando su eventual desplazamiento para implementar los proyectos de irrigación que se promueven con el Decreto Legislativo 994 cuestionado.
22. Sobre el particular el Tribunal toma nota de que el artículo 6º del Convenio 169 de la OIT dispone que al aplicarse sus disposiciones, los Estados partes deberán “consultar a los pueblos interesados, mediante procedimientos apropiados y en particular a través de sus instituciones representativas, cada vez que se prevean medidas legislativas o administrativas susceptibles de afectarles directamente” (subrayado agregado).
23. En el caso del Decreto Legislativo 994 el Tribunal Constitucional observa que su original artículo 3.2 establecía, entre las tierras eriazas comprendidas dentro de los alcances de la norma, que:
 - “3.1. Son tierras eriazas con aptitud agrícola, las no explotadas por falta o exceso de agua.
 - 3.2. Para los fines de esta norma, las tierras eriazas con aptitud agrícola son de dominio del Estado, salvo aquellas sobre las que exista título de propiedad privada o comunal inscrito en los Registros Públicos (...).”Igualmente observa que posteriormente, mediante la Quinta Disposición Complementaria Final del Decreto Legislativo N.º 1064, publicado el 28 de



junio de 2008, se modificó dicha disposición, estableciéndose que:

“3.2. Para los fines de esta norma, las tierras eriazas con aptitud agrícola son de dominio del Estado, salvo aquéllas sobre los que exista título de propiedad privada o comunal”.

Y, finalmente, que esta última disposición fue derogada por el artículo 1° de la Ley N.° 29382, publicada el 19 de junio de 2009.

24. Así las cosas, el Tribunal es de la opinión que el actual artículo 3 del Decreto Legislativo N.° 994 no contiene, directa ni indirectamente, una regulación que afecte la propiedad comunal de los pueblos indígenas. En ese sentido, llama la atención que si bien el artículo 3.3. del Decreto Legislativo N° 994 establece las tierras que “no se consideran tierras eriazas con aptitud agrícola”, y allí no se hace alusión directa a las tierras de las comunidades campesinas y nativas, sin embargo, en opinión del Tribunal esta omisión es sólo aparente, pues considera que sus alcances han de determinarse necesariamente a partir del artículo 2 del mismo Decreto Legislativo N.° 994, que prescribe:

“La presente norma regula el régimen especial para promover la inversión privada en proyectos de irrigación de tierras eriazas con aptitud agrícola de propiedad del Estado” (subrayado agregado).

25. De esta manera, puesto que actualmente las tierras de los pueblos indígenas no se encuentran comprendidas en los alcances del Decreto Legislativo N.° 994, el Tribunal considera que la inconstitucionalidad originaria de su artículo 3.2, derivada de la no realización del proceso de consulta pese a tratarse de una disposición que afectaba directamente a los pueblos indígenas, ha desaparecido. Y con ella la competencia para declarar su invalidez por este Tribunal.

Por estos fundamentos, el Tribunal Constitucional, con la autoridad que le confiere la Constitución Política del Perú

HA RESUELTO

1. Declarar **IMPROCEDENTE** la demanda de inconstitucionalidad contra el Decreto Legislativo N.° 994.
2. Declarar que los alcances del Decreto Legislativo N.° 994 deben determinarse de conformidad con los fundamentos 14, 18 y 19 de la presente sentencia.

Publíquese y notifíquese.

SS.

MESÍA RAMÍREZ



**ÁLVAREZ MIRANDA
VERGARA GOTELLI
BEAUMONT CALLIRGOS
CALLE HAYEN
ETO CRUZ
URVIOLA HANI**



EXP. N.º 00024-2009-PI

LIMA

GONZALO TUANAMA TUANAMA

Y SEIS MIL DOSCIENTOS

VEINTISEIS CIUDADANOS

FUNDAMENTO DE VOTO DE LOS MAGISTRADOS VERGARA GOTELLI Y CALLE HAYEN

Emitimos el presente fundamento de voto por las siguientes consideraciones:

1. Llega a esta sede la demanda de inconstitucionalidad presentada por seis mil doscientos veintiséis ciudadanos contra el Decreto Legislativo N.º 994, considerando que se ha afectado su derecho de consulta, contraviniendo lo expresado en el Convenio 169 de la Organización Internacional de Trabajo (en adelante OIT) y los artículos 19, 30 y 32 de la Declaración de las Naciones Unidas sobre Derechos de los Pueblos Indígenas (en adelante DNUDPI).
2. Este Colegiado en su jurisprudencia ha venido reafirmando su defensa respecto del derecho de consulta de los comunidades nativas, expresando en la STC N.º 06316-2008-PA/TC que:

Este Colegiado considera que el derecho de consulta es un derecho habilitante para la garantía de los demás derechos que se reconoce a las comunidades, porque les permite espacios para el diálogo y la inclusión en los proyectos que tendrán directa implicancia en el territorio donde se asientan. El referido Convenio 169 precisa una serie de derechos y obligaciones por parte de los Estados firmantes del Convenio, a efectos de dar la mayor cobertura posible al derecho de consulta como mecanismo de participación de las comunidades en los beneficios que genere la inversión privada en sus territorios, en procura de su propio desarrollo y pleno respeto a su identidad étnica.

Sobre la relevancia jurídica de los tratados y convenios suscritos por el Perú, este Colegiado ha manifestado que “[...] tales tratados constituyen parámetro de constitucionalidad en materia de derechos y libertades” (STC N.º 0047-2004-AI/TC, fundamento 22). En esta misma dirección, este Tribunal ha sido enfático en sostener que los “[...] tratados internacionales sobre derechos humanos no sólo conforman



nuestro ordenamiento sino que, además, ostentan rango constitucional” (STC N.º 0025-2005-PI/TC, fundamento 33). Por tanto, y conforme ya se ha tenido oportunidad de establecer (STC N.º 3343-2007-AA/TC, fundamento 31), el Convenio 169 forma parte del sistema constitucional nacional de protección de los derechos de los pueblos indígenas y, en consecuencia, se convierte en parámetro normativo y de interpretación para el control de los actos o decisiones de los poderes públicos que interfieran en los derechos de dichos pueblos.

El Tribunal Constitucional ha reconocido desde su STC N.º 03343-2007-PA/TC consolidando su posición en la STC N.º 022-2009-PI/TC, que la libre autodeterminación de las comunidades nativas, sumada a la concepción que éstas tienen sobre la tierra, sirven de base para la configuración y sustento del derecho a la consulta previa. Es preciso aclarar que dicha autodeterminación se encuentra dentro de un marco constitucional que la delimita. Así, no debe comprenderse como un derecho que autoriza la creación de zonas exentas a la regulación legal por parte del Estado, o como un territorio de control judicial. La autodeterminación tampoco puede ser confundida “... con pretensiones autárquicas, separatistas o antisistémicas, puesto que deben considerarse juntamente el principio de unidad de gobierno e integridad territorial del Estado” (STC N.º 03343-2007-PA/TC, fundamento 32).

Asimismo en la STC N° 0022-2009-PI/TC, conocido como el caso Tuanama I, no solo se reafirmó lo expresado en su jurisprudencia por el Tribunal, sino que estableció una serie de características y principios que configuran el proceso de consulta, entre los que se encuentran: a) la buena fe, b) la flexibilidad, c) el objetivo de alcanzar un acuerdo, d) la transparencia, y e) la implementación previa del proceso de consulta (fundamentos 26-36). De igual forma se delimita el contenido del derecho de consulta explicitando de un lado i) el acceso a la consulta, ii) el respeto de las características esenciales del proceso de consulta, y iii) la garantía del cumplimiento de los acuerdos arribados en la consulta. No forma parte del contenido de este derecho el veto a la medida legislativa o administrativa o la negativa de los pueblos indígenas a realizar la consulta (fundamentos 37-40).

3. En tal sentido encontramos que este Colegiado ya ha expresado su posición respecto del derecho de consulta, razón por la que consideramos que es reiterativo



volver a expresar tales fundamentos, esencialmente cuando –caso presente– la decisión es desestimatoria (improcedencia). Por ende entendemos como impertinente expresar nuevamente los alcances del derecho de consulta, no obstante que la sentencia refiere algunas determinaciones o precisiones del Decreto Legislativo N.º 994, puesto que todo esto ha sido ya tratado en la jurisprudencia de este Colegiado.

4. Por lo expuesto estamos de acuerdo con la improcedencia de la demanda de inconstitucionalidad propuesta en atención a que el Decreto Legislativo N.º 994 no contiene directa ni indirectamente una regulación que afecte a la propiedad comunal de los pueblos indígenas, pero consideramos que lo expresado por el Colegiado respecto del derecho de consulta así como de la vinculatoriedad de los instrumentos internacionales respecto a dicho derecho con el Estado Peruano debe consignarse dentro de la fundamentación de la sentencia sin mayor mención en la parte resolutive.

Por lo expuesto consideramos que la demanda de inconstitucionalidad propuesta debe ser declarada **IMPROCEDENTE**.

Sres.

VERGARA GOTELLI
CALLE HAYEN



NORMAS LEGALES		448529
GOBIERNOS LOCALES		
MUNICIPALIDAD DE BARRANCO		
Ordenanza N° 316-MDB - Aprueban Reglamento Municipal de Ceres	448523	
D.S. N° 004-2011-MDS-ALC - Modifican el TUPA de la Municipalidad y adecúan procedimiento de licitación de Funcionamiento a la disposición en la Ordenanza N° 286-MDB	448528	
MUNICIPALIDAD DE CARAMAYLLO		
D.S. N° 001-2011-AMDC - Aprueban implementación del Programa de Seguridad en la Fianza como parte del Proceso de Fortalecimiento Técnico de Recursos Sobre Diversas Actividades Productivas	448520	
MUNICIPALIDAD DE COMAS		
Folleto Extraordinario Ordenanza N° 043-MOC	448524	
MUNICIPALIDAD DE EL AGUSTINO		
Ordenanza N° 185-MDEA - Aprueban el funcionamiento y reorganización de la Mesa de Prevención de Violencia Familiar y Sexual	448525	
Ordenanza N° 491-MDEA - Aprueban Reglamento de cooperación de la vía pública con multas de infracción por tránsito para la atención de buses en el distrito	448526	
MUNICIPALIDAD DE INGAVALDEA DEL MAR		
Ordenanza N° 173-MOMM - Deroga parcialmente de la Ordenanza N° 177-MOMM y la Ordenanza N° 185-MOMM que modifican el Artículo 14° de la Ordenanza N° 131-MOMM que aprueba el Reglamento de Fungimiento de Licencia de Apertura de Establecimientos Comerciales, Profesionales y de Servicios y sus procedimientos anexos	448527	
Ordenanza N° 472-MOMM - Ordenanza que modifica la Ordenanza N° 276-MOMM la Ordenanza N° 377-MOMM - ROP y el TUPA de la Municipalidad de Magdalena del Mar	448521	
MUNICIPALIDAD DE SANTA MARÍA DEL MAR		
Ordenanza N° 155-2011-MSAM - Aprueban Reglamento de Fungimiento Universitario y Catácumico para el Área de Turismo Normativa de distrito	448522	
Ordenanza N° 150-2011-MSMW - Tercera el Reglamento de licencia y registro de buses en el distrito	448529	
Ordenanza N° 151-2011-MSMW - Regulan actividades económicas y mercado de productos en las zonas de playa del turismo durante la temporada de verano	448528	
PROVINCIAS		
MUNICIPALIDAD DE GURMEN DE LA LEGUA REYNOSO		
Ordenanza N° 011-2011-MDGR - Aprueban estatuto de procedimiento de autorización para la realización de infraestructura de servicio público de telecomunicaciones en el TUPA de la Municipalidad	448529	
MUNICIPALIDAD DE VENTANILLA		
Ordenanza N° 217-2011-MOV - Regulan el pago de deuda tributaria mediante bienes y/o servicios	448529	
Ordenanza N° 018-2011-MOV - Regulan régimen especial de funcionamiento de liceos de Educación y Centros de Educación	448530	
Ordenanza N° 019-2011-MOV - Aprueban el Programa de Vivienda de Vivienda - PROVIVE y regulan procedimientos para la ejecución de Obras "Techo Propio" en las modalidades de "Luminación en Sello Propio" y "Mejoramiento de Vivienda"	448531	

PODER LEGISLATIVO
CONGRESO DE LA REPUBLICA
LEY N° 29785
EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA
POR CUANTO:
El Congreso de la República Ha dado la Ley siguiente:
EL CONGRESO DE LA REPUBLICA
Ha dado la Ley siguiente:
LEY DEL DERECHO A LA CONSULTA PREVIA A LOS PUEBLOS INDIGENAS U ORIGINARIOS, RECONOCIDO EN EL CONVENIO 169 DE LA ORGANIZACION INTERNACIONAL DEL TRABAJO (OIT)
TITULO I
ASPECTOS GENERALES
Artículo 1. Objeto de la Ley La presente Ley desarrolla el contenido, los principios y el procedimiento del derecho a la consulta previa a los pueblos indígenas u originarios respecto a las medidas legislativas o administrativas que les afectan directamente.

Se interpreta de conformidad con las obligaciones establecidas en el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), ratificado por el Estado peruano mediante la Resolución Legislativa 25253.

Artículo 2. Derecho a la consulta

Es el derecho de los pueblos indígenas u originarios a ser consultados de forma previa sobre las medidas legislativas o administrativas que afectan directamente sus derechos colectivos sobre su existencia física, identidad cultural, calidad de vida o desarrollo. También corresponde efectuar la consulta respecto a los planes, programas y proyectos de desarrollo nacional y regional que afectan directamente estos derechos.

La consulta a la que hace referencia la presente Ley es vinculante de forma obligatoria solo por el Estado.

Artículo 3. Finalidad de la consulta

La finalidad de la consulta es alcanzar un acuerdo o consentimiento entre el Estado y los pueblos indígenas u originarios respecto a la medida legislativa o administrativa que les afecta directamente, a través de un diálogo intercultural que garantice su inclusión en los procesos de toma de decisión del Estado y la adopción de medidas respetuosas de sus derechos colectivos.

Artículo 4. Principios

Los principios rectores del derecho a la consulta son los siguientes:

- a) **Comunidad:** En proceso de consulta se realiza de forma previa la medida legislativa o administrativa a ser adoptada por las entidades estatales.
- b) **Interculturalidad:** El proceso de consulta se desarrolla reconociendo, respetando y adaptándose a las diferencias existentes entre las culturas y contribuyendo al reconocimiento y valor de cada una de ellas.



- c) Buena fe. Las entidades estatales analizan y valoran la posición de los pueblos indígenas u originarios durante el proceso de consulta, en un clima de confianza, colaboración y respeto mutuo. El Estado y los representantes de las instituciones y organizaciones de los pueblos indígenas u originarios tienen el deber de actuar de buena fe, evitando prácticas de todo proselitismo partidario y conductas antidemocráticas.
- d) Flexibilidad. La consulta debe desarrollarse mediante procedimientos apropiados al tipo de medida legislativa o administrativa que se busca adoptar, así como tomando en cuenta las circunstancias y características especiales de los pueblos indígenas u originarios involucrados.
- e) Plazo razonable. El proceso de consulta se lleva a cabo considerando plazos razonables que permitan a las instituciones y organizaciones representativas de los pueblos indígenas u originarios conocer, reflexionar y realizar propuestas concretas sobre la medida legislativa o administrativa objeto de consulta.
- f) Ausencia de coacción o condicionamiento. La participación de los pueblos indígenas u originarios en el proceso de consulta debe ser realizada sin coacción o condicionamiento alguno.
- g) Información oportuna. Los pueblos indígenas u originarios tienen derecho a recibir por parte de las entidades estatales toda la información que sea necesaria para que puedan manifestar su punto de vista, debidamente informados, sobre la medida legislativa o administrativa a ser consultada. El Estado tiene la obligación de brindar esta información desde el inicio del proceso de consulta y con la debida anticipación.

TÍTULO II

PUEBLOS INDÍGENAS U ORIGINARIOS A SER CONSULTADOS

Artículo 5. Sujetos del derecho a la consulta

Los titulares del derecho a la consulta son los pueblos indígenas u originarios cuyos derechos colectivos pueden verse afectados de forma directa por una medida legislativa o administrativa.

Artículo 6. Forma de participación de los pueblos indígenas u originarios

Los pueblos indígenas u originarios participan en los procesos de consulta a través de sus instituciones y organizaciones representativas, elegidas conforme a sus usos y costumbres tradicionales.

Artículo 7. Criterios de identificación de los pueblos indígenas u originarios

Para identificar a los pueblos indígenas u originarios como sujetos colectivos, se toman en cuenta criterios objetivos y subjetivos.

Los criterios objetivos son los siguientes:

- a) Descendencia directa de las poblaciones originarias del territorio nacional.
- b) Estilos de vida y vínculos espirituales e históricos con el territorio que tradicionalmente usan u ocupan.
- c) Instituciones sociales y costumbres propias.
- d) Patrones culturales y modo de vida distintos a los de otros sectores de la población nacional.

El criterio subjetivo se encuentra relacionado con la conciencia del grupo colectivo de poseer una identidad indígena u originaria.

Las comunidades campesinas o andinas y las comunidades nativas o pueblos amazónicos pueden ser identificados también como pueblos indígenas u originarios, conforme a los criterios señalados en el presente artículo.

Las denominaciones empleadas para designar a los pueblos indígenas u originarios no alteran su naturaleza ni sus derechos colectivos.

TÍTULO III

ETAPAS DEL PROCESO DE CONSULTA

Artículo 8. Etapas del proceso de consulta

Las entidades estatales promotoras de la medida legislativa o administrativa deben cumplir las siguientes etapas mínimas del proceso de consulta:

- a) Identificación de la medida legislativa o administrativa que debe ser objeto de consulta.
- b) Identificación de los pueblos indígenas u originarios a ser consultados.
- c) Publicidad de la medida legislativa o administrativa.
- d) Información sobre la medida legislativa o administrativa.
- e) Evaluación interna en las instituciones y organizaciones de los pueblos indígenas u originarios sobre la medida legislativa o administrativa que les afecten directamente.
- f) Proceso de diálogo entre representantes del Estado y representantes de los pueblos indígenas u originarios.
- g) Decisión.

Artículo 9. Identificación de medidas objeto de consulta

Las entidades estatales deben identificar, bajo responsabilidad, las propuestas de medidas legislativas o administrativas que tienen una relación directa con los derechos colectivos de los pueblos indígenas u originarios, de modo que, de concluirse que existiera una afectación directa a sus derechos colectivos, se promueva una consulta previa respecto de tales medidas.

Las instituciones u organizaciones representativas de los pueblos indígenas u originarios pueden solicitar la aplicación del proceso de consulta respecto a determinada medida que consideren que les afecta directamente. En dicho caso, deben remitir el petitorio correspondiente a la entidad estatal promotora de la medida legislativa o administrativa y responsable de ejecutar la consulta, la cual debe evaluar la procedencia del petitorio.

En el caso de que la entidad estatal pertenezca al Poder Ejecutivo y desestime el pedido de las instituciones u organizaciones representativas de los pueblos indígenas u originarios, tal acto puede ser impugnado ante el órgano técnico especializado en materia indígena del Poder Ejecutivo. Agotada la vía administrativa ante este órgano, cabe acudir ante los órganos jurisdiccionales competentes.

Artículo 10. Identificación de los pueblos indígenas u originarios a ser consultados

La identificación de los pueblos indígenas u originarios a ser consultados debe ser efectuada por las entidades estatales promotoras de la medida legislativa o administrativa sobre la base del contenido de la medida propuesta, el grado de relación directa con el pueblo indígena y el ámbito territorial de su alcance.

Artículo 11. Publicidad de la medida legislativa o administrativa

Las entidades estatales promotoras de la medida legislativa o administrativa deben ponerla en conocimiento de las instituciones y organizaciones representativas de los pueblos indígenas u originarios que serán consultados, mediante métodos y procedimientos culturalmente adecuados, tomando en cuenta la geografía y el ambiente en que habitan.

Artículo 12. Información sobre la medida legislativa o administrativa

Corresponde a las entidades estatales brindar información a los pueblos indígenas u originarios y a sus representantes, desde el inicio del proceso de consulta y con la debida anticipación, sobre los motivos, implicancias, impactos y consecuencias de la medida legislativa o administrativa.

Artículo 13. Evaluación interna de las instituciones y organizaciones de los pueblos indígenas u originarios

Las instituciones y organizaciones de los pueblos indígenas u originarios deben contar con un plazo



razonable para realizar un análisis sobre los alcances e incidencias de la medida legislativa o administrativa y la relación directa entre su contenido y la afectación de sus derechos colectivos.

Artículo 14. Proceso de diálogo intercultural

El diálogo intercultural se realiza tanto sobre los fundamentos de la medida legislativa o administrativa, sus posibles consecuencias respecto al ejercicio de los derechos colectivos de los pueblos indígenas u originarios, como sobre las sugerencias y recomendaciones que estos formulen, las cuales deben ser puestas en conocimiento de los funcionarios y autoridades públicas responsables de llevar a cabo el proceso de consulta.

Las opiniones expresadas en los procesos de diálogo deben quedar contenidas en un acta de consulta, la cual contiene todos los actos y ocurrencias realizados durante su desarrollo.

Artículo 15. Decisión

La decisión final sobre la aprobación de la medida legislativa o administrativa corresponde a la entidad estatal competente. Dicha decisión debe estar debidamente motivada e implica una evaluación de los puntos de vista, sugerencias y recomendaciones planteados por los pueblos indígenas u originarios durante el proceso de diálogo, así como el análisis de las consecuencias que la adopción de una determinada medida tendría respecto a sus derechos colectivos reconocidos constitucionalmente en los estados ratificados por el Estado peruano.

El acuerdo entre el Estado y los pueblos indígenas u originarios, como resultado del proceso de consulta, es de carácter obligatorio para ambas partes. En caso de que no se alcance un acuerdo, corresponde a las entidades estatales adoptar todas las medidas que resulten necesarias para garantizar los derechos colectivos de los pueblos indígenas u originarios y los derechos a la vida, integridad y plena cesantía.

Los acuerdos del resultado del proceso de consulta son elegibles en sede administrativa y judicial.

Artículo 16. Idioma

Para la realización de la consulta, se toma en cuenta la diversidad lingüística de los pueblos indígenas u originarios, particularmente en las áreas donde la lengua oficial no es hablada mayoritariamente por la población indígena. Para ello, los procesos de consulta deben contar con el apoyo de intérpretes debidamente capacitados en los idiomas que van a ser objeto de consulta, quienes deben estar registrados ante el órgano técnico especializado en materia indígena del Poder Ejecutivo.

TÍTULO IV

OBLIGACIONES DE LAS ENTIDADES ESTATALES RESPECTO AL PROCESO DE CONSULTA

Artículo 17. Entidad competente

Las entidades del Estado que van a emitir medidas legislativas o administrativas relacionadas de forma directa con los derechos de los pueblos indígenas u originarios son las competentes para realizar el proceso de consulta previa, conforme a los etapas que contempla la presente Ley.

Artículo 18. Recursos para la consulta

Las entidades estatales deben garantizar los recursos que demandan el proceso de consulta a fin de asegurar la participación efectiva de los pueblos indígenas u originarios.

Artículo 19. Funciones del órgano técnico especializado en materia indígena del Poder Ejecutivo

Respecto a los procesos de consulta, son funciones del órgano técnico especializado en materia indígena del Poder Ejecutivo las siguientes:

- a) Concertar, articular y coordinar la política estatal de implementación del derecho a la consulta.
- b) Brindar asistencia técnica y capacitación previa a las entidades estatales y los pueblos indígenas u originarios, así como atender las dudas que surjan en cada proceso en particular.

- c) Mantener un registro de las instituciones y organizaciones representativas de los pueblos indígenas u originarios e identificar a los que deben ser consultados respecto a una medida administrativa o legislativa.
- d) Emitir opinión de oficio o a pedido de cualquiera de las entidades facultadas para solicitar la consulta, sobre la calificación de la medida legislativa o administrativa proyectada por las entidades responsables, sobre el ámbito de la consulta y la determinación de los pueblos indígenas u originarios, a ser consultados.
- e) Asesorar a la entidad responsable de ejecutar la consulta y a los pueblos indígenas u originarios que son consultados en la definición del ámbito y características de la consulta.
- f) Elaborar, consolidar y actualizar la base de datos relativos a los pueblos indígenas u originarios y sus instituciones y organizaciones representativas.
- g) Registrar los resultados de las consultas realizadas.
- h) Mantener y actualizar el registro de facilitadores e intérpretes idóneos de las lenguas indígenas u originarios.
- i) Otras contempladas en la presente Ley, otras leyes o en su reglamento.

Artículo 20. Creación de la base de datos oficial de pueblos indígenas u originarios

Créase la base de datos oficial de los pueblos indígenas u originarios y sus instituciones y organizaciones representativas, la que será a cargo del órgano técnico especializado en materia indígena del Poder Ejecutivo.

La base de datos contiene la siguiente información:

- a) Denominación oficial y autodenominaciones con las que los pueblos indígenas u originarios se identifican.
- b) Referencias geográficas y de acceso.
- c) Información cultural y étnica relevante.
- d) Mapa etnolingüístico con la determinación del hábitat de las regiones que los pueblos indígenas u originarios ocupan o utilizan de alguna manera.
- e) Sistema, normas de organización y estatuto aprobado.
- f) Instituciones y organizaciones representativas, ámbito de representación, identificación de sus líderes o representantes, periodo y poderes de representación.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

PRIMERA. Para efectos de la presente Ley, se considera al Viceministerio de Interculturalidad del Ministerio de Cultura como el órgano técnico especializado en materia indígena del Poder Ejecutivo.

SEGUNDA. La presente Ley no deroga o modifica las normas sobre el derecho a la participación ciudadana. Tampoco modifica o deroga las medidas legislativas ni deja sin efecto las medidas administrativas dictadas con anterioridad a su vigencia.

TERCERA. Deróganse el Decreto Supremo 023-2011-EM, que aprueba el Reglamento del Procedimiento para la Aplicación del Derecho de Consulta a los Pueblos Indígenas para las Actividades Minerías Energéticas.

CUARTA. La presente Ley entra en vigencia a los noventa días de su publicación en el diario oficial El Peruano a fin de que las entidades estatales responsables de llevar a cabo procesos de consulta cuenten con el presupuesto y la organización requerida para ello.

Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación.

En Lima, a los treinta y un días del mes de agosto de dos mil once.

DANIEL ASUGATTAS MAJLUF
Presidente del Congreso de la República

MANUEL ARTURO MÉRINO DE LAMA
Primer Vicepresidente del Congreso de la República

AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA



449532

NORMAS LEGALES

Si Porano
Lima, febrero 7 de setiembre de 2011

PORTANTO:

Manda se publique y cumpla.

Dado en el distrito de Miraflores, a los seis días del mes de septiembre del año dos mil once.

OLLANTA HUMALA TASSO
Presidente Constitucional de la República

SALOMÓN LERNER GHITIS
Presidente del Consejo de Ministros

637070-1

PODER EJECUTIVO

AGRICULTURA

Desactivan el Puesto de Control Interno de Chincha y crean el Puesto de Control Interno de Pucuzana

**RESOLUCIÓN JEFATURAL
N° 231-2011-AG-SENASA**

La Molina, 1 de setiembre de 2011

VISTOS:

El Informe Técnico N° 04-2011-AG-SENASA-DSA-PRONAFASCA del 04 de Mayo de 2011 y el Informe Económico N° 002-2011-AG-SENASA-CPDI-UEG del 04 de Julio de 2011, y:

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 17° del Decreto Ley N° 25902, creó el Servicio Nacional de Sanidad Agraria-SENASA, como Organismo Público adscrito al Ministerio de Agricultura, que tiene como uno de sus objetivos, ser el ente responsable de garantizar la seguridad sanitaria de la actividad agrícola y pecuaria nacional;

Que, por Decreto Legislativo N° 1868 - Ley General de Sanidad Agraria, el SENASA se constituye como la Autoridad Nacional en Sanidad Agraria, y como tal, de acuerdo al artículo 8° de dicho Decreto Legislativo la movilización dentro del territorio nacional, de plantas, productos vegetales, animales, productos de origen animal y otros productos reglamentados, cuando constituyen riesgo, será regulada; para lo cual, la Autoridad Nacional en Sanidad Agraria establecerá las medidas fito y zoonóticas específicas;

Que, el literal c) del artículo 5° del Reglamento de Organización y Funciones del SENASA, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2005-AG, establece que es función y atribución del SENASA, mantener y fortalecer el Sistema de Cuarentena con la finalidad de realizar el control fito y zoonótico, según sea el caso, del flujo nacional e internacional de plantas y productos vegetales, animales y productos de origen animal, capaces de conducir o diseminar plagas y enfermedades;

Que, según el artículo 35° del Reglamento de Organización y Funciones del SENASA, referidos a Puestos de Control y Centros de Trámite Documentario, establece que la creación o desactivación de los Puestos de Control se aprueban mediante Resolución Jefatural, previo informe técnico - económico de las Oficinas y Direcciones competentes;

Que, con los documentos del visto su sustancia, justifica y recomienda la creación del Puesto de Control Interno Pucuzana, a fin de fortalecer e intensificar las actividades del Sistema de Cuarentena Animal, a través del control sanitario de mercancías agropecuarias que se movilizan por el territorio nacional, como consecuencia del crecimiento del comercio nacional e internacional de las mismas, evitando así la diseminación de introducción de plagas y enfermedades de importancia cuarentenaria y contribuyendo al mantenimiento de zonas libres de enfermedades reconocidas por Organismos

Internacionales; asimismo se sustenta la rentabilidad de la operación del Puesto de Control ante los costos que demandaría el control de un boque de enfermedades de importancia cuarentenaria;

De conformidad con lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 1068, el Decreto Supremo N° 018-2008-AG y el Decreto Supremo N° 006-2005-AG y con el visado de los Directores Generales de Sanidad Animal, Planificación y Desarrollo Institucional y Asesoría Jurídica.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Desactivar el Puesto de Control Interno de Chincha.

Artículo 2°.- Crear el Puesto de Control Interno de Pucuzana estando autorizado para ejercer acciones en materia de control cuarentenario en aplicación a las normas zoonóticas vigentes.

Artículo 3°.- El Puesto de Control Interno de Pucuzana estará ubicado en el ámbito geográfico de la Dirección Ejecutiva del SENASA Lima Callao, en el distrito de Pucuzana, provincia y departamento de Lima.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

OSCAR M. DOMINGUEZ FALCÓN
Jefe
Servicio Nacional de Sanidad Vegetal

086210-1

Aceptan renuncia de Director General de la Oficina General de Administración del Instituto Nacional de Innovación Agraria - INIA

**RESOLUCIÓN JEFATURAL
N° 00300-2011-INIA**

Lima, 6 de setiembre de 2011

CONSIDERANDO:

Que, mediante la Resolución Jefatural N° 00204-2011-INIA, de fecha 10 de junio de 2011, se designó, al Econ. Carlos Alberto Wong Laos, como Director General de la Oficina General de Administración del Instituto Nacional de Innovación Agraria - INIA;

Que, el cargo de Director General de la Oficina General de Administración del INIA, se encuentra considerado como "cargo de confianza" a que se refiere los artículos 43° y 44° del Decreto Supremo N° 003-97-TR, Ley de Productividad y Competitividad Laboral, dispositivo legal aplicable al personal de este Instituto Nacional, por mandato del Decreto Legislativo N° 1068, Decreto Legislativo que regula el Sistema Nacional de Innovación Agraria;

Que, la Jefatura del INIA ha decidido aceptar la renuncia presentada por el Econ. Carlos Alberto Wong Laos al cargo de Director General de la Oficina General de Administración, dándole las gracias por los servicios prestados a la institución;

De conformidad con el artículo 12° del Reglamento de Organización y Funciones del INIA, aprobado por Decreto Supremo N° 031-2005-AG, modificado por Decreto Supremo N° 027-2008-AG;

SE RESUELVE:

Artículo Único.- Aceptar, a partir de la fecha, la renuncia del Econ. Carlos Alberto Wong Laos, como Director General de la Oficina General de Administración del Instituto Nacional de Innovación Agraria - INIA, dándole las gracias por los servicios prestados a la institución.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

FIDELINA DIAZ AQUINO
Jefa
Instituto Nacional de Innovación Agraria

586821-1



SPIJ: CONSTITUCION POLITICA, LEYES ORGANICAS Y CODIGOS\NORMAS
LEGALES\2008\SETIEMBRE\Sábado, 20 de setiembre de 2008\ENERGIA Y MINAS

Sector: ENERGIA Y MINAS

Fecha de Publicación: 20 de septiembre de 2008

**Aprueban el Reglamento del Artículo 11 del Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de
Hidrocarburos**

DECRETO SUPREMO N° 045-2008-EM

Enlace Web: EXPOSICIÓN DE MOTIVOS - PDF.
(<http://spij.minjus.gob.pe/graficos/peru/2008/setiembre/20/EXP-DS-045-2008-EM.pdf>)

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM se aprobó el Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, en cuyo artículo 3 señala que el Ministerio de Energía y Minas es el encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector, así como de dictar las demás normas pertinentes;

Que, asimismo, el artículo 11 de la norma citada, modificado por la Ley N° 27377, Ley de Actualización en Hidrocarburos, dispone que los Contratos de Licencia y de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, y otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas, se aprobarán por Decreto Supremo refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y de Energía y Minas, en un plazo no mayor de sesenta (60) días de iniciado el trámite de aprobación ante el Ministerio de Energía y Minas por la entidad Contratante, fi jándose en el reglamento el procedimiento correspondiente;

Que, en tal sentido, es necesario dictar las normas reglamentarias del artículo 11 antes citado, a fin de garantizar un procedimiento adecuado y eficaz que permita la oportuna aprobación de los mencionados contratos;

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 11 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM y, las atribuciones previstas en los numerales 8) y 24) del artículo 118 de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- De la aprobación del Reglamento



presente Decreto Supremo.

Artículo 2.- Del refrendo

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas y por el Ministro de Economía y Finanzas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los diecinueve días del mes de setiembre del año dos mil ocho.

ALAN GARCÍA PÉREZ

Presidente Constitucional de la República

JUAN VALDIVIA ROMERO

Ministro de Energía y Minas

LUIS M. VALDIVIESO M.

Ministro de Economía y Finanzas

REGLAMENTO DEL ARTÍCULO 11 DEL TEXTO ÚNICO ORDENADO DE LA LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS

Artículo 1.- Objeto

El presente Reglamento tiene por objeto establecer las disposiciones reglamentarias para la aplicación del artículo 11 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 042-2005-EM, modificado por el artículo 1 de la Ley N° 27377, Ley de Actualización en Hidrocarburos, respecto del procedimiento de aprobación de los contratos a que se refiere el artículo 10 de la norma citada.

Artículo 2.- Inicio del procedimiento para la aprobación de los Contratos

2.1 El procedimiento para la aprobación de los Contratos para la Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos u otras modalidades, a que se refiere el artículo 10 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 042-2005-EM, tendrá un plazo máximo de sesenta (60) días hábiles. Se considerará iniciado el procedimiento de aprobación una vez que las solicitudes presentadas por el Directorio de PERUPETRO S.A. cumplan con todos los requisitos mencionados en el presente artículo.

2.2 La solicitud de aprobación de los Contratos deberá ser dirigida por el Directorio de PERUPETRO S.A. al Ministerio de Energía y Minas, acompañando la siguiente documentación en cuatro (4) copias, una de las cuales será autenticada por la Secretaría General de PERUPETRO S.A.:

a. Acuerdo de Directorio de PERUPETRO S.A. mediante el cual se aprueba el correspondiente proyecto de Contrato y sus anexos.



c. Informe Técnico, Legal y Económico que sustente la procedencia de la aprobación del Contrato, en los siguientes términos:

c.1 Régimen tributario y aduanero aplicable, según sea el caso.

c.2 Determinación del pago de regalías, según sea el caso.

c.3 Constancia de Calificación de Empresa Petrolera y organización societaria del Contratista, según sea el caso.

c.4 Documentos que acrediten el cumplimiento del procedimiento de participación ciudadana para las etapas de negociación o concurso y previo al envío del proyecto de Contrato al Ministerio de Energía y Minas, según lo dispuesto por el Título II del Reglamento de Participación Ciudadana para la realización de Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 012-2008-EM, en concordancia con la Segunda Disposición Final del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM, sus normas modificatorias, complementarias o derogatorias, según sea el caso.

c.5 Descripción de las coordinaciones efectuadas con otras entidades, de ser el caso, según lo dispuesto por el artículo 7 del Reglamento de Participación Ciudadana para la realización de Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 012-2008-EM, sus normas modificatorias, complementarias o derogatorias, según sea el caso.

c.6 Otros documentos de relevancia para la aprobación del Contrato o su modificación, según lo determine el Ministerio de Energía y Minas.

Los documentos a que se refieren los literales a) y b), adicionalmente deberán ser remitidos en versión digital (dos juegos).

Artículo 3.- Procedimiento para la aprobación de los Contratos ante el Ministerio de Energía y Minas

Una vez que el expediente cumpla con todos los requisitos se dará por iniciado el trámite de aprobación de las solicitudes y, en un plazo no mayor a veintidós (22) días hábiles, el Ministerio de Energía y Minas evaluará dicha información, emitirá los informes técnico y legal correspondientes, elaborará el proyecto de Decreto Supremo con su Exposición de Motivos y remitirá dicha documentación, debidamente visada en lo que corresponda, al Ministerio de Economía y Finanzas.

Artículo 4.- Procedimiento para la aprobación de los Contratos ante el Ministerio de Economía y Finanzas

Ingresada la documentación al Ministerio de Economía y Finanzas, en un plazo no mayor a veintidós (22) días hábiles, dicho Ministerio evaluará la información, emitirá los informes correspondientes, refrendará el proyecto de Decreto Supremo y remitirá dicha documentación, debidamente visada en lo que corresponda, al Ministerio de Energía y Minas, entidad que se encargará de enviar la documentación pertinente con el respectivo refrendo, a la Presidencia de la República.



El proyecto de Decreto Supremo, contando con el refrendo del Ministro de Energía y Minas y del Ministro de Economía y Finanzas, respectivamente, será sometido a consideración del Presidente de la República.

Artículo 6.- Subsanación de observaciones

En caso que, dentro del procedimiento descrito anteriormente, existan observaciones de carácter sustancial, que no puedan ser subsanadas de oficio por el Ministerio de Energía y Minas o por el Ministerio de Economía y Finanzas, volverá a reiniciarse el referido trámite, así como el cómputo del plazo.

DISPOSICIONES FINALES

Primera.- El procedimiento establecido en el presente Reglamento también será de aplicación para la aprobación de las modificaciones de los Contratos a que se refiere el artículo 12 del Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, en lo que resulte aplicable.

Segunda.- El Ministerio de Energía y Minas, así como el Ministerio de Economía y Finanzas podrán emitir lineamientos internos o directivas para complementar la presente norma.



LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN EL PERÚ

20 AÑOS DE APORTE AL DESARROLLO DEL PAÍS



Osinergmin





La industria de los hidrocarburos

20 años de aporte al desarrollo del país

© Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería,
Osinerghmin, 2015

Calle Bernardo Monteagudo 222,
Magdalena del Mar, Lima, Perú

ISBN: 978-612-46124-5-9

Hecho el depósito legal en la Biblioteca Nacional del Perú:

N° 2017-01865

Impreso en el Perú. Printed in Perú

Tiraje: 110 ejemplares

Impreso en: GRÁFICA BIBLOS S.A.

Jr. Morococha 152 Surquillo

Lima, Perú

Primera reimpresión: febrero 2017

Julio Salvador Jácome, Gerente General de Osinerghmin

Arturo Leonardo Vásquez Cordano, Gerente de Estudios Económicos de Osinerghmin (Editor General en Jefe)

Ricardo de la Cruz Sandoval, Especialista en Hidrocarburos de Estudios Económicos de Osinerghmin

COLABORADORES

PRIMERA EDICIÓN

Oficina de Estudios Económicos (OEE): Francisco Javier Coello Jaramillo / Guillermo Alexis Tesén Quispe/ Enver Machel Figueroa Bazán / Carlos Alberto Miranda Velásquez / Carlos Renato Salazar Ríos / Carlo Magno Vilches Cevallos / Edison Álex Chávez Huamán / Cecilia Anahí Vargas Yana.

Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (GFHL): Beatriz Juana Adaniya Higa / Jorge Humberto Villar Valladares / Félix Amemiya Hoshi / Pedro Isusi Vargas / Jorge Enrique Caballero Calle / José Canelo Marcet / Carolina Lau Chu / Edward Olver Rebaza Castro / Marco Antonio Gonzales Peralta / Yenny Clavijo Dueñas / Fernando Javier Costa Moscol.

Oficinas Regionales (OR): Gustavo Castillo Ojeda / Sofía Amparo Carrasco Baca / Hayde Marisol Cunza Roca / Jorge Luis Ojeda Lay / Edgardo Martín Levano Félix.

Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (GFGN): Carlos Augusto Villalobos Dulanto / Julio Ezequiel Pardo Figueroa Yabar / Humberto Knell Griessbach / José Nevado Yenque.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART): Víctor Manuel Ormeño Salcedo / Miguel Juan Révolo Acevedo / Michael Antonio Molerros Cuestas.

Oficina del Proyecto Fondo de Inclusión Social Energético (FISE): Víctor Murillo Huamán / Erick García Portugal / Daivie Pucla Pillco / Johnny Joseph Gonzales Ambia.

Oficina de Comunicaciones: Personal encargado del VºBº.

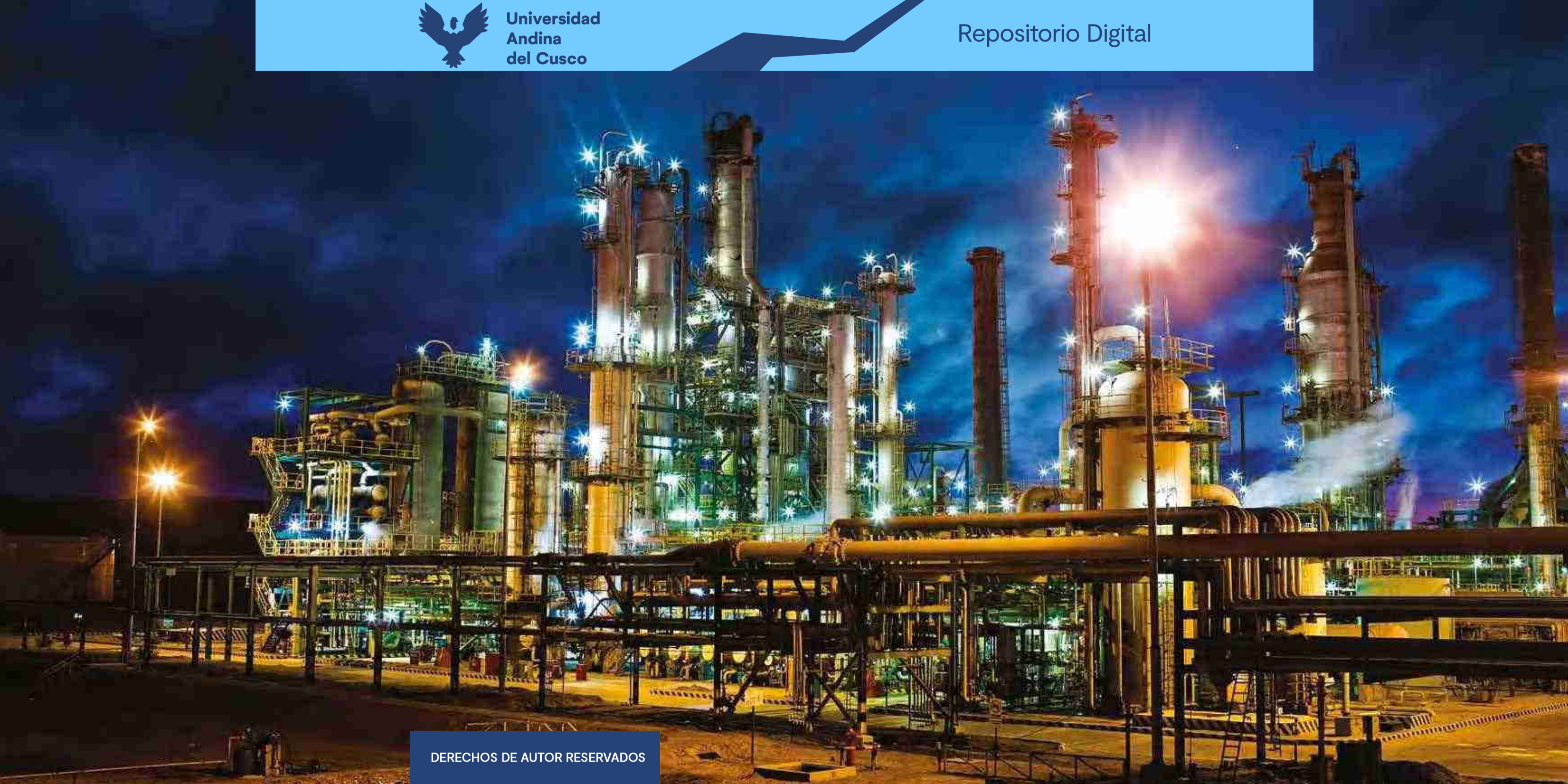
SUMINISTRO DE FOTOS: Jorge Humberto Villar Valladares (Osinerghmin) / Ministerio de Energía y Minas (MEM) / Petróleos del Perú S.A. (Petroperú).

PRIMERA EDICIÓN: Carlos Alberto Miranda Velásquez, Coordinación de diagramación / Paola Miglio, Edición de estilo / Dora Ipanaqué, Diseño / Rosana Calvi, Corrección.

El contenido de esta publicación podrá ser reproducido total o parcialmente con autorización de Osinerghmin. Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información. Todo el material presentado en esta publicación es propiedad de Osinerghmin, a menos que se indique lo contrario.

Citar la publicación como Tamayo, Jesús; Salvador, Julio; Vásquez, Arturo; y De la Cruz, Ricardo (Editores) (2015). **La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país.** Osinerghmin. Lima-Perú.

Las opiniones y estimaciones representan el juicio de los autores dada la información disponible y están sujetos a modificación sin previo aviso. La evolución pasada no es necesariamente indicador de resultados futuros. Esta publicación no se debe utilizar para tomar decisiones de inversión en activos financieros.





Planta Lote 8. Foto GFHL-Osinergmin.



Refinería Selva. Foto Petroperú.



Lote 8. Foto GFHL-Osinergmin.

01 HIDROCARBUROS LIQUIDOS. Características tecnológicas y económicas	24
02 HIDROCARBUROS PERUANOS EN EL MUNDO. Oferta y demanda	46
03 LA SENDA DE LOS HIDROCARBUROS. Un camino hacia el progreso	64
04 MARCO REGULATORIO. Historia y evolución	82
05 RESULTADOS DEL MERCADO. Beneficios para el país	104
06 OSINERGMIN EN LA SUPERVISIÓN. Calidad y seguridad en la industria	132
07 HUELLAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS. Impactos Económicos	142
08 EL FUTURO DE LOS HIDROCARBUROS. ¿Qué esperamos de la industria?	170

Contenido



**PRÓLOGO
INTRODUCCIÓN**

**12
16**

1. HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.

Características tecnológicas y económicas

24

- 1.1 La oferta 28
- 1.2 La demanda 41

**2. HIDROCARBUROS PERUANOS EN EL MUNDO.
Oferta y demanda**

46

- 2.1 Indicadores comparativos del mercado nacional y mundial 50
- 2.2 El mercado internacional y su efecto en el mercado peruano 55

**3. LA SENDA DE LOS HIDROCARBUROS.
Un camino hacia el progreso**

64

- 3.1. Leyes de petróleo de 1922 y 1952 70
- 3.2. De las concesiones al modelo contractual 72
- 3.3. Ley Orgánica de hidrocarburos 74
- 3.4. El camino de los hidrocarburos 75
- 3.5. Entra en juego el gas licuado de petróleo 79

**4. MARCO REGULATORIO.
Historia y evolución**

82

- 4.1. Reglas generales del sector 86
- 4.2. Regulación económica de los hidrocarburos líquidos en el Perú 88
- 4.3. Regulación social en el sector hidrocarburos 92
- 4.4. Marco institucional para la regulación del sector hidrocarburos líquidos 95

**5. RESULTADOS DEL MERCADO.
Beneficios para el país**

104

- 5.1. Consumo final de energía 108
- 5.2. Inversión 110
- 5.3. Producción y reservas 111
- 5.4. Balances oferta – demanda 113
- 5.5 Precios 118
- 5.6 Flujos comerciales 120
- 5.7 Acceso 128

**6. OSINERGMIN EN LA SUPERVISIÓN.
Calidad y seguridad en la industria**

132

- 6.1 ¿Qué atiende la Gerencia de Hidrocarburos Líquidos? 136
- 6.2. Atención de solicitudes 138

**7. HUELLAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS.
Impactos económicos**

142

- 7.1. Impactos macroeconómicos 146
- 7.2. Impactos microeconómicos 151
- 7.3. Impacto económico en el sector público
- 7.4. Impacto de Osinergmin: casos de estudio
- 7.5 Síntesis de los impactos 166

**8. EL FUTURO DE LOS HIDROCARBUROS.
¿QUÉ ESPERAMOS DE LA INDUSTRIA?**

170

- 8.1. Exploración y explotación 176
- 8.2. Modernización de refinerías 176
- 8.3. Sistema de abastecimiento de GLP para Lima y El Callao 182
- 8.4. Proyecto Mejoras a la Seguridad Energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano 182
- 8.5. Plantas de abastecimiento 186
- 8.6. Retos y desafíos para el sector hidrocarburos líquidos 187
- 8.7. ¿Qué hace Osinergmin y qué hace el Estados peruano? 191

CONCLUSIONES

200

NOTAS

204

BIBLIOGRAFÍA

216

GLOSARIO

222



PRÓLOGO



En los últimos 20 años, el Perú ha sido testigo de cambios importantes en la industria nacional e internacional de hidrocarburos.

El desarrollo del Proyecto Camisea, gracias a un marco regulatorio promotor de la industria del gas natural (GN), cambió la matriz energética primaria del país. Además, en el mundo se perfeccionaron tecnologías para explotar gas y petróleo no convencional y de difícil acceso, que permitieron expandir de modo exponencial la oferta mundial de hidrocarburos. También se observaron variaciones importantes del precio del petróleo debido a cambios geopolíticos e institucionales de la estructura económica internacional.

El sub sector de los hidrocarburos líquidos, en particular, contribuyó de manera importante al desarrollo del país desde los inicios de la República. El reconocimiento de la relevancia de esta industria y su importante papel en la economía peruana motivan la elaboración del presente libro, donde se plantea una revisión de la evolución histórica de la industria de los hidrocarburos líquidos y un balance de los aspectos económicos y regulatorios que caracterizan al sub sector en el Perú. Esta edición pretende ser también de utilidad para lectores no necesariamente especializados en el sector, pero que quieren tener una visión didáctica del desarrollo de la industria.

Así, se comienza analizando las características económicas y técnicas de la industria de hidrocarburos líquidos, el mercado

mundial de estos productos y qué papel juega el Perú en este entorno. Luego se realiza una reseña histórica productiva y legal de la industria del petróleo en el Perú. Se abarca desde el inicio del desarrollo de la industria, a mediados del siglo XIX, hasta llegar a la reforma que promulgó la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH). A continuación se describe el marco institucional y regulatorio vigente a la fecha que es aplicable a la industria, abarcando desde la LOH hasta 2014. En esta sección se explica también el rol que tiene el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin) como agencia reguladora, supervisora y fiscalizadora de la industria de hidrocarburos líquidos en el Perú. A lo largo de casi 20 años, Osinermin ha garantizado la aplicación de un marco estable, transparente y predecible para las inversiones y para los consumidores.

Posteriormente, se realiza un análisis descriptivo del mercado interno de combustibles derivados del petróleo y líquidos de gas natural (LGN), la oferta, la demanda, los flujos comerciales, entre otros aspectos relevantes. Luego se describen los resultados de los procesos de supervisión más importantes de Osinermin y cómo han ido evolucionando en sus resultados a lo largo de los años. Asimismo, el libro analiza los impactos económicos

generados por la industria en la economía peruana, el impacto que ha tenido el desarrollo de los LGN en la balanza comercial del gas licuado de petróleo (GLP), y el impacto de la industria en el sector público, y el ahorro obtenido por los consumidores gracias al uso del GLP vehicular.

Finalmente, se cuantifican el impacto de la labor de Osinermin en el bienestar de la sociedad y se debate sobre la importancia de los nuevos proyectos relacionados a la industria de hidrocarburos líquidos así como las fortalezas, oportunidades y riesgos que enfrenta el sector y qué medidas han sido tomadas por el Estado para enfrentar los riesgos. En resumen, **La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país** busca ser un libro de referencia para realizar un balance de los logros y avances alcanzados y una fuente para identificar las lecciones aprendidas y los retos a futuro.

Jesús Tamayo Pacheco
Presidente del Consejo Directivo
Editor
Osinermin

Julio Salvador Jácome
Gerente General
Editor
Osinermin



INTRODUCCIÓN



Desde comienzos del siglo XXI, la economía mundial ha experimentado una serie de cambios que han reconfigurado el entorno internacional. Los más destacables son los progresos en informática y telecomunicaciones, integración comercial de las diferentes economías para promover el desarrollo económico, diversificación productiva de los recursos naturales y bienes manufacturados, preocupación por el cambio climático y la consolidación de grandes empresas transnacionales.

El entorno mundial también ha sido convulsionado por crisis financieras de alcance global, así como por el surgimiento de procesos geopolíticos y problemas en el Medio Oriente (por ejemplo, la Primavera Árabe y los conflictos armados en Afganistán y el Golfo Pérsico). Asimismo, la aplicación de reformas económicas para liberalizar las economías en transición ha impulsado el desarrollo de países emergentes como India, China, Rusia, las naciones del sudeste asiático y Europa del Este, y de Latinoamérica (Brasil, Chile, Colombia y Perú).

Como consecuencia, la demanda de materias primas y recursos energéticos ha crecido sostenidamente en los últimos años en todo el mundo por la expansión acelerada de las actividades productivas y su industrialización, la modernización económica debido al avance de los mercados, así como los procesos de migración del campo a la ciudad y la consecuente explosión del fenómeno de urbanización en las economías en desarrollo. El aumento de la demanda de los hidrocarburos líquidos ha estimulado la ejecución de diversos proyectos de inversión para el descubrimiento y explotación de nuevas reservas de petróleo y líquidos de gas natural (LGN), así como para expandir la disponibilidad de las reservas de diferentes jurisdicciones, ricas en recursos naturales energéticos.

Recientemente, los hidrocarburos líquidos han recobrado importancia en el panorama energético mundial debido al descubrimiento y

explotación de grandes reservas no convencionales de petróleo y gas. Esto ha generado cambios sustanciales en la estructura de mercado global con una mayor cantidad de agentes (productores no convencionales y grandes demandantes de hidrocarburos, como China e India) y una mayor oferta de petróleo. En el presente contexto, la reciente caída del precio internacional del petróleo tiene como una de sus principales causas el exceso de oferta proveniente del *shale oil* y *shale gas* (petróleo y gas de esquisto) en Estados Unidos, y que la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) decidió no reducir su cuota de producción para mantener su participación de mercado ante la amenaza de la entrada de nuevas fuentes de oferta no convencional.

El Perú no ha sido ajeno a los efectos de estos acontecimientos. Debido a su característica de importador neto de hidrocarburos líquidos, el Estado ha dado amplia importancia desde fines de los 90 al desarrollo del yacimiento de gas de Camisea y a la diversificación de la matriz energética. Así, realizó un marco legal que permitió aplicar reformas estructurales de mercado en la economía peruana, destinadas a atraer inversión privada, modernizar sus instituciones e integrar al país a la economía global mediante acuerdos de libre comercio. En este contexto, el *boom* de las materias primas ocurrido en la última década contribuyó a generar un

clima virtuoso para la inversión en importantes proyectos de infraestructura y energía que permitió sostener el crecimiento de la economía a tasas promedio anuales de 6%. A este esfuerzo inicial se unen las leyes que el Estado peruano ha promulgado para garantizar la seguridad en el suministro de hidrocarburos líquidos.

La importancia del sub sector hidrocarburos líquidos en la economía se puede entender, fundamentalmente, por su relevancia e impacto en los principales indicadores económicos asociados al crecimiento y desarrollo del país. Diferentes actores, desde sus competencias y roles, han contribuido. El yacimiento de Camisea permitió incrementar la producción de líquidos de gas natural (LGN) del cual se produce el gas licuado de petróleo (GLP). Este combustible es uno de los más consumidos en el país y ha permitido generar ahorros en costos para los usuarios de transporte vehicular, ayudar a combatir el cambio climático, y preservar la calidad ambiental (menores emisiones de gases de efecto invernadero) y ha convertido al Perú en exportador neto de GLP. Las inversiones en el sub sector también han tenido efectos multiplicadores en la economía y han generado significativas contribuciones a la sociedad. La implementación de políticas públicas por parte de Osinergmin ha generado beneficios para los consumidores y usuarios finales.



Osinergrmin cumplió un rol gravitante en la industria de hidrocarburos líquidos en los últimos 20 años. Mediante el ejercicio autónomo de sus facultades reguladoras y supervisoras en el sub sector, ha brindado reglas claras y una supervisión eficaz en materia de seguridad industrial y control de la calidad, que han contribuido a reducir los niveles de informalidad en la comercialización de combustibles y ordenar los mercados de hidrocarburos. Asimismo, es uno de los garantes de las inversiones en el sub sector, al cumplir su función como órgano técnico participa de los procesos de promoción de la inversión privada en hidrocarburos. También es ejecutor de las normas aplicables a la industria de hidrocarburos líquidos, reduciendo la discrecionalidad de la administración pública con transparencia, autonomía y alta calidad técnica.

Hace 10 años, Osinergrmin publicó una serie de documentos de trabajo sobre la organización económica del segmento *upstream* de la industria del petróleo, la demanda agregada de combustibles en el Perú y la comercialización del GLP envasado, entre otros, con el objetivo de explicar a la población la estructura de la industria y los alcances económicos y técnicos de la misma para el Perú¹. En esta ocasión, edita el libro **La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país**, como una continuación

de esta tradición de gestión del conocimiento sobre temas del sector energético y un reconocimiento a la importancia la industria para la economía peruana. Este libro busca brindar un recuento de la historia de los hidrocarburos líquidos, así como su importancia para la economía peruana y el impacto que ha tenido Osinergrmin en su papel de órgano regulador, supervisor y fiscalizador del sub sector. Además, se evalúan las perspectivas futuras.

Con el objetivo de poner a disposición de los lectores información que complementa el contenido principal de la presente publicación, se adjunta un **anexo digital** en un disco compacto. El lector podrá encontrar textos, cuadros, tablas e ilustraciones que brindan información adicional y detalles de carácter técnico, económico y cuantitativo sobre el material expuesto en cada capítulo.

El presente libro es el resultado del esfuerzo de un equipo multidisciplinario perteneciente a las diferentes áreas de Osinergrmin. La Oficina de Estudios Económicos (OEE) fue la encargada de liderar y coordinar su elaboración, habiendo recibido la activa participación de los equipos de trabajo de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (GFHL), las Oficinas Regionales (OR), la Gerencia Adjunta de

Regulación Tarifaria (GART), la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (GFGN) y la Oficina del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). A este valioso equipo le brindamos nuestro agradecimiento por su esfuerzo decidido, el cual esperamos contribuya al mejor entendimiento del desarrollo de la industria de hidrocarburos líquidos en el Perú y se constituya en un importante referente académico para futuras investigaciones sobre la materia.

Arturo Leonardo Vásquez Cordano
Gerente de Estudios Económicos
Editor General en Jefe
Osinergrmin





01

HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

CARACTERÍSTICAS TECNOLÓGICAS Y ECONÓMICAS



Hidrocarburos líquidos

Características tecnológicas y económicas

¿Qué son los hidrocarburos líquidos y qué representan para nuestro país? Desde antes de la época de la Colonia han sido fuente importante de energía, y con los años su protagonismo ha crecido y su perfil, evolucionado. Comenzamos este libro explicando su cadena de valor y las características que los distinguen.



Hidrocarburos líquidos

Características tecnológicas y económicas

Los hidrocarburos líquidos comprenden al petróleo y sus derivados y los líquidos de gas natural. En la oferta se divide el análisis en los segmentos *upstream* y *downstream*. En la demanda se describen características asociadas a la decisión de consumo de los agentes económicos. En la **caja 1-1** se hace una descripción del petróleo y los líquidos de gas natural, los principales productos a partir de los cuales funciona la industria de hidrocarburos líquidos.



1.1. LA OFERTA

La cadena de valor de los hidrocarburos líquidos (petróleo y sus derivados y líquidos de gas natural, LGN) está dividida en dos segmentos, el *upstream* o “río arriba” y el *downstream* o “río abajo”. Las actividades incluidas en el *upstream* son la exploración de nuevas reservas y la explotación, que consiste en la extracción de petróleo y/o gas natural (GN)¹. Mayormente se incluye en el *upstream* el transporte de hidrocarburos, por ejemplo, oleoductos, gasoductos, trenes, camiones tanque que los transportan a las refinerías, a la planta de fraccionamiento o a los puertos para comercio exterior. En algunas clasificaciones el transporte se menciona con el nombre de *midstream* o “río medio”. El segmento *downstream* incluye desde la refinación o fraccionamiento del hidrocarburo y su transformación en los diferentes combustibles, el transporte y almacenamiento de estos últimos, hasta

la comercialización mayorista y minorista (ver **ilustración 1-1**). La cadena de valor de GN que incorpora los LGN se muestra en la **ilustración 1-1** del libro **La Industria del Gas Natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea**².

A continuación se describen las características de las diferentes actividades del *upstream* y *downstream*. En el caso de las actividades del *upstream*, el análisis se basa, principalmente, en lo expuesto en Vásquez (2005a); mientras que el texto de las actividades de *downstream* se basa en lo expuesto en Távora y Vásquez (2008).

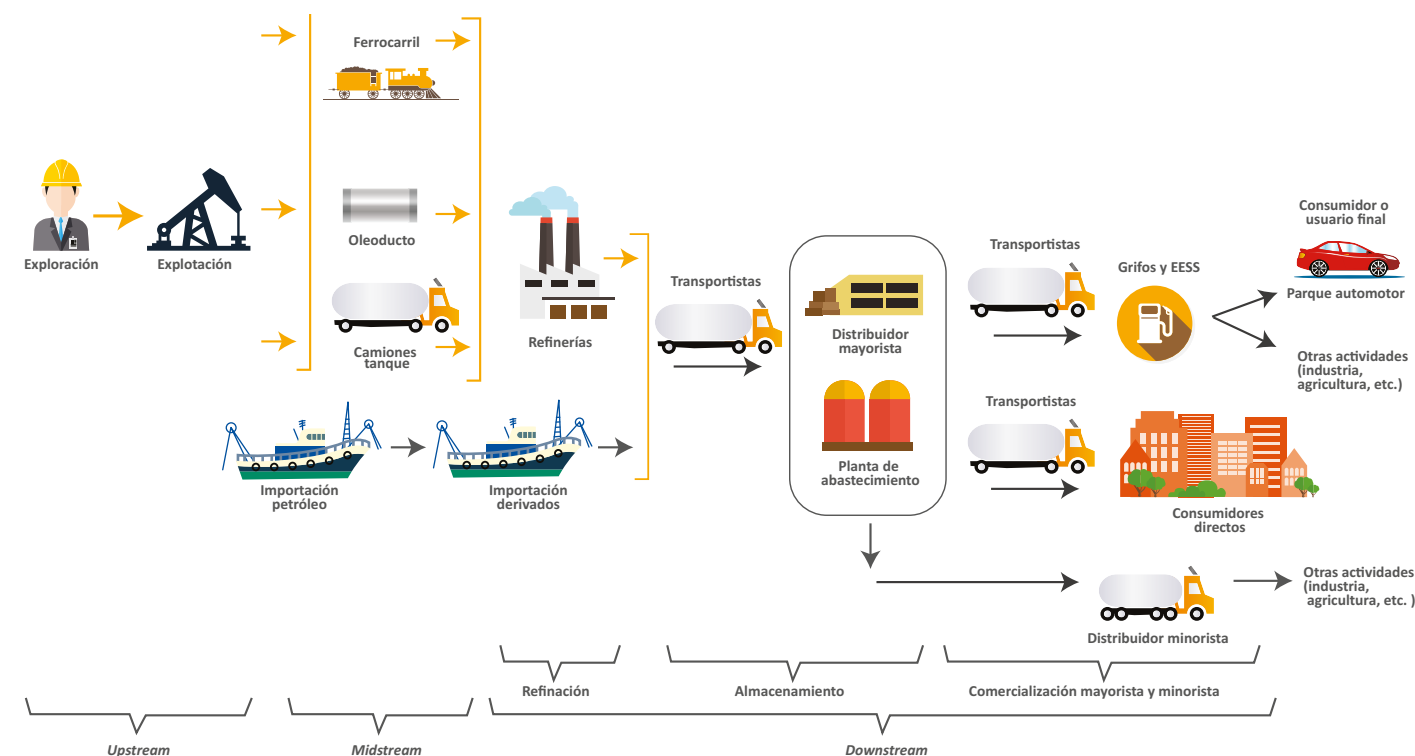
a. Exploración y explotación

Mediante la exploración se buscan nuevas reservas³ que permitan incrementar la producción de hidrocarburos líquidos y otros derivados. En esta etapa hay economías de aprendizaje: la reducción de los costos

medios y el aumento de la productividad como resultado de una mayor exploración, y la difusión de dicha experiencia entre las diferentes empresas. Estas permiten convertir la incertidumbre inherente en riesgo⁴ y aumentan la predictibilidad de la oferta de hidrocarburos.

En la etapa de explotación hay economías de escala en la fase de desarrollo o inicial del proyecto. Al comienzo de la explotación, la cantidad de reservas en el yacimiento es mayor y, por lo tanto, también la presión que impulsa los hidrocarburos hacia la superficie al perforar un pozo. La cantidad extraída crece en esta fase para evitar un derrame o fuga descontrolada de hidrocarburos. Las empresas deben invertir en equipos especiales de seguridad. Cabe señalar que la facilidad de extracción también depende de las características del hidrocarburo y del tipo de roca en la que se encuentra (grado de porosidad y permeabilidad)⁵. Estos no se conocen con certeza incluso después de iniciada la extracción.

Ilustración 1-1
Cadena de valor del petróleo y sus derivados



Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin.



Petróleo y los líquidos de gas natural^a

El petróleo y el gas natural (GN) son una mezcla de compuestos orgánicos de carbono e hidrógeno en estado líquido (petróleo) y gaseoso (GN) que se forman en depósitos subterráneos de roca sedimentaria mezclados con otros elementos, es decir, deben procesarse para poder ser comercializados.

Los reservorios de petróleo pueden contener GN asociado; y los reservorios de GN no asociado pueden tener GN seco o húmedo. El último caso corresponde a la presencia de condensados de GN.

Las empresas de hidrocarburos producen tanto petróleo como GN. En particular, los

líquidos de gas natural (LGN) se originan cuando se separan del GN húmedo. Están formados, principalmente, por butano y propano, aunque pueden contener otros compuestos como etano o pentano.

La explicación más aceptada del origen del petróleo (enfoque orgánico) afirma que

se origina a partir de la materia orgánica de seres que vivieron hace millones de años y que fue depositada junto a otros materiales sólidos en el fondo de mares o lagunas, se descompuso y fue enterrada por los sedimentos acumulados. La mayor profundidad y presión, la falta de aire y temperatura, junto a procesos físicos y químicos, produjeron petróleo. De manera similar se origina el GN (ver **anexo A.1** para más detalles sobre la ubicación de hidrocarburos en el subsuelo).

El petróleo y el gas natural son una mezcla de compuestos orgánicos de carbono e hidrógeno. Ambos son *commodities*: bienes transados fluidamente en el mercado mundial, estandarizados y su precio se fija por la oferta y la demanda

El uso práctico del petróleo y LGN es mínimo. La separación y procesamiento de sus componentes (refinación) permiten obtener productos con valor agregado. En este sentido, ambos hidrocarburos son insumos para producir múltiples derivados. El petróleo y los LGN se comercializan en el mundo de forma muy dinámica gracias a ciertas características asociadas al término *commodity*: bienes



transados fluidamente en el mercado mundial, con particularidades estándar y cuyo precio se fija por la interacción de la oferta y la demanda (Vásquez, 2005a: 170).

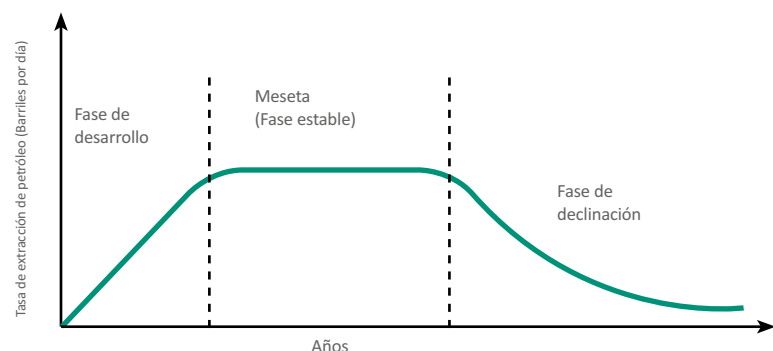
El petróleo puede ser almacenado y no es fácilmente sustituible a corto ni mediano plazo. El avance tecnológico permite la posibilidad de reemplazarlo a largo plazo por otros

combustibles sustitutos (GN y LGN, energía solar, nuclear y geotérmica, entre otros). Los derivados de estos productos son también *commodities* y se utilizan en casi todos los sectores económicos, aunque principalmente en la industria (petroquímica, eléctrica, manufactura, etc.), el transporte, la cocción de alimentos y calefacción.

^a Fuentes: Vásquez (2005a) y EIA (2012).



Gráfico 1-1 Fases de la producción física de un reservorio petrolero



Fuente y elaboración: Vásquez (2005a).



Múltiple de distribución forestal (Selva). Foto GFHL-Osinergmin.

Los costos de explotar el yacimiento se incrementan a medida que las reservas van disminuyendo. La necesidad de utilizar metodologías de recuperación secundaria y terciaria⁶ encarece la operación y la empresa puede necesitar perforar más pozos para mantener el volumen de hidrocarburos extraídos. Un ejemplo aplicado al petróleo se muestra en el **gráfico 1-1**.

La exploración y explotación conllevan la ejecución de grandes inversiones en equipos especializados de alta tecnología⁷. Asimismo, tanto en exploración como explotación, la necesidad de capital para llevar a cabo la actividad constituye un significativo costo de entrada. Sin embargo, a diferencia de la etapa de explotación, en la de exploración no constituyen costos hundidos, irrecuperables o irreversibles, pues los mismos equipos pueden utilizarse en diversos campos. Otro costo de entrada es el permiso del gobierno para explorar y/o explotar, el cual resulta en la firma de contratos de servicios o de licencia a largo plazo.

Por otro lado, la entrada de empresas en la explotación depende, en gran medida, del precio internacional del hidrocarburo a extraer a largo plazo⁸. La volatilidad e incertidumbre en su evolución es un factor importante en la determinación de la viabilidad (rentabilidad) de los proyectos de explotación. Otro factor que influye en la entrada de empresas es el progreso tecnológico, pues abarata los procesos de exploración y de recuperación secundaria y terciaria en la explotación.

La incertidumbre y el riesgo juegan un papel primordial en la determinación de la estructura de mercado y en la viabilidad económico-financiera de estas actividades. La incertidumbre se origina

en el desconocimiento de la ubicación y distribución de los yacimientos de hidrocarburos, las reservas o la rentabilidad, esta última depende del precio internacional.

b. Transporte

Luego de extraerse del pozo, el hidrocarburo se lleva con equipo especializado a la batería de producción y/o planta de separación. En ella, es separado de los otros componentes que están presentes en el yacimiento (GN, agua, lodo, entre otros, en el caso del petróleo; y GN seco y LGN, en el caso de GN). Luego se inyecta en el ducto de transporte, gasoducto o se deposita en camiones tanque o en tanques en un ferrocarril, en barcasas o buques tanque para su traslado hasta las refinерías, plantas de fraccionamiento o puertos para su exportación.

En el caso de los ductos y gasoductos, los costos de transporte son subaditivos⁹, pues tiene costos medios decrecientes (economías de escala). Resulta más barato transportar los

hidrocarburos de varios yacimientos cercanos por una sola red de ductos (economías de ámbito). En economía, la subaditividad de costos es una condición suficiente para constituir un monopolio natural, es decir, es mejor que una sola empresa opere para garantizar la eficiencia productiva.

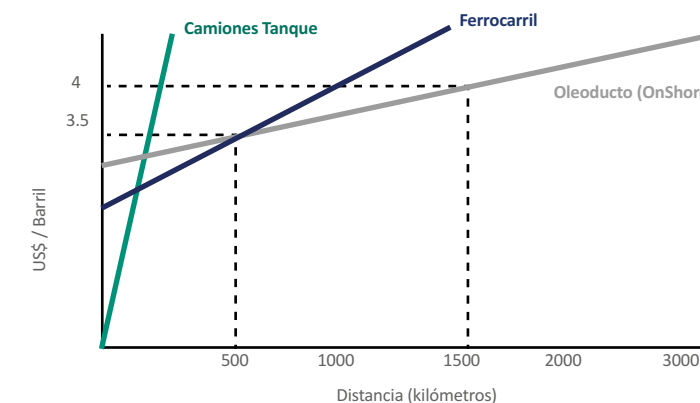
Los costos de transporte terrestre varían según el valor de inversión inicial y cómo aumenta el precio por llevar el hidrocarburo de acuerdo a la distancia. Asimismo, los costos de operación del ducto son mayores, dependiendo del terreno por donde transite y el hidrocarburo que transporte. El **gráfico 1-2** muestra que trasladar por camión cisterna conlleva una inversión inicial menor, pero un costo por distancia rápidamente creciente. Los ferrocarriles constituyen un punto intermedio, mientras que los ductos son la opción más eficiente para distancias largas.

La inversión en la infraestructura de los ductos es hundida, pues no es posible

utilizarla para otros fines. Así, una empresa preexistente en el mercado de transporte de hidrocarburos por ductos tendrá ventajas frente a una que desea entrar, por lo que la inversión inicial constituye un significativo costo de ingreso. Un monopolio natural cuenta con un alto poder de mercado¹⁰, y bajo ciertas condiciones, genera algunos problemas que se agravan ante la posibilidad de integración vertical de la empresa transportadora con los productores.

- El operador puede beneficiar al productor al cual pertenece cobrando mayores tarifas a los demás productores, asignándoles más porcentaje de los costos comunes de transporte, reduciendo el acceso libre y equitativo a la red.
- Al brindar acceso libre, los hidrocarburos transportados no necesariamente son de la misma calidad, por lo que se deben pagar compensaciones entre los productores (fijadas mayormente en contratos) y

Gráfico 1-2 Costo de transporte de hidrocarburos según tecnologías



Fuente y elaboración: Hanesson (1998), en Vásquez (2005a).



Oleoducto Nor Peruano. Foto MEM.



definir un estándar de calidad para los hidrocarburos. Esto dificulta el acceso a la red de productores independientes.

- Los transportistas pueden fijar el precio de compra del hidrocarburo de los productores independientes y/o exigirles condiciones discriminatorias para el acceso a la red. A su vez, no pueden coludirse, pues su objetivo es remitir su hidrocarburo al mismo destino.

c. Refinación o procesamiento

Es la actividad principal en la industria, donde se refinan o procesan los hidrocarburos (petróleo o LGN) para producir bienes de alto valor comercial como gasolinas, diésel y gas licuado de petróleo (GLP), entre otros. La refinación del petróleo consiste en separar, mediante el calor, los diversos hidrocarburos que luego se mezclan con componentes que permiten otorgarles las especificaciones técnicas exigidas en el país para su comercialización (ejemplo: octanaje) (ver gráfico 1-3).

El procesamiento de los LGN que se realiza en las plantas de fraccionamiento consiste en obtener GLP, gasolina natural y otros compuestos. Por lo tanto, la etapa de refinación o procesamiento elabora múltiples productos. Las refinерías o plantas de fraccionamiento ubican sus instalaciones cerca de los centros de abastecimiento para las zonas de consumo o de los yacimientos para reducir precios de transporte. Los costos de operación son subaditivos, en tanto poseen economías de escala asociadas a sus capacidades. Asimismo, exhiben economías de ámbito, pues es más barato producir todos los derivados de hidrocarburos en una misma refinерía o planta. En ese sentido, la refinación tiene características de monopolio natural,

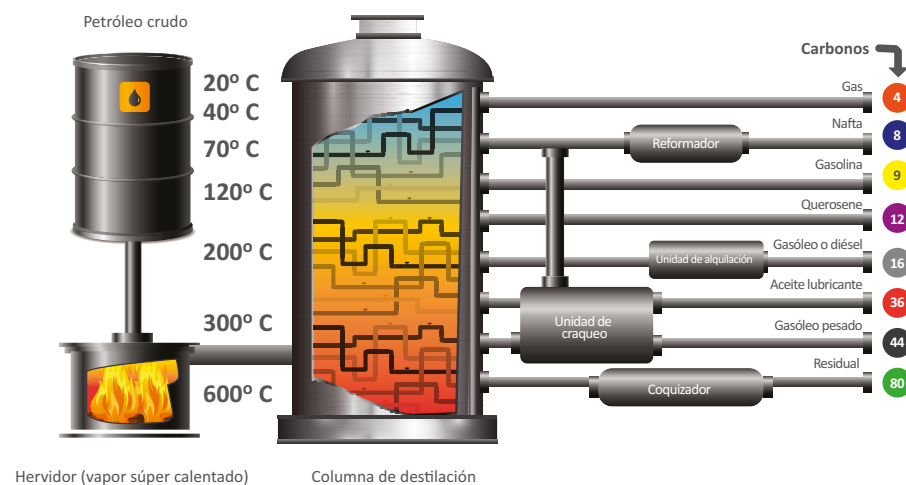
al menos regional, por lo que la estructura de mercado incluye la presencia de muy pocas empresas, especialmente si el mercado que atiende es pequeño. La inversión y costos de instalación necesarios para construir una refinерía son mayormente irre recuperables o hundidos y constituyen un costo de entrada.

La integración vertical se observa, principalmente, cuando la empresa operadora de una refinерía construye sus propias instalaciones de almacenamiento y despacho; mientras que la horizontal, cuando adquiere la refinadora que atiende a un mercado cercano. Estas inversiones y adquisiciones permiten ahorrar los costos de alquiler de almacenamiento y ampliar el ámbito de operaciones a otros mercados. El diseño de

las refinерías de petróleo influye en la cantidad y el tipo de petróleo que refinarán (ligero o pesado, dulce o ácido, ver anexo A.1 para más detalles), los derivados que producirán (mientras más ligero más derivados livianos, como el GLP) y su calidad (por ejemplo, si son más o menos contaminantes). Las empresas refinadoras pueden adaptarse a ciertas demandas, adecuando sus procesos y capacidad, por ejemplo, gracias a los cambios tecnológicos.

A continuación, en las cajas 1-2 a 1-5, se realiza una descripción de las características de los principales combustibles líquidos y el GLP. La lista de los derivados que se obtiene del petróleo y los LGN en el Perú se muestra en la tabla A.1-1 del anexo A.1.

Gráfico 1-3 Diagrama de proceso de refinación del petróleo



Fuente y elaboración: Howstaffworks (2000) en Vásquez, (2006a).



Características de la gasolina^a

De acuerdo con Leffler (2000), la gasolina es un hidrocarburo derivado liviano del petróleo en el rango de los 26 a 204 °C, para usar en motores de combustión interna de encendido por chispa. Entre sus principales características se encuentra el octanaje, la medida de resistencia a la ignición de la gasolina sin la ayuda de una bujía. Un mayor octanaje implica menor resistencia. De preferencia, la gasolina utilizada en el motor debería ser de un octanaje equivalente. Según Repsol, un mayor octanaje significa mejor calidad de la gasolina, pues produce más respuesta a exigencias, potencia y eficiencia en el motor. El uso de una gasolina de menor octanaje provoca el conocido “cascabeleo”, ya que el combustible se inflama antes de que se encienda la chispa^b.

La presión de vapor se relaciona con el octanaje. Este permite que se facilite alcanzar las condiciones para que el motor se encienda en distintos contextos. Cuando uno gira la llave para prender el vehículo, la gasolina entra en el cilindro en forma de vapor. Mientras más frío esté el motor, más demorará la gasolina en mezclarse con el aire de manera que se genere una unión inflamable.

Hasta la década de los sesenta y setenta, las gasolinas incluían una proporción de plomo. Debido a consideraciones ambientales y de salud, los países desarrollados fueron los primeros en limitar la cantidad que podía incorporarse. En Perú este proceso fue más lento, las gasolinas sin plomo ingresaron al mercado a fines de la década de los noventa (D.S. N° 019-98-EM) y se prohibieron completamente en 2005^c. Esto tuvo como consecuencia la búsqueda

de nuevos componentes para aumentar el octanaje de las gasolinas, principalmente de la petroquímica (metanol, etanol, entre otros). Luego, en la década de los noventa, en los países desarrollados se restringió el contenido de oxígeno en las gasolinas pues facilitaba la creación de contaminantes como los óxidos de nitrógeno y el monóxido de carbono. Cabe mencionar la alta importancia que el uso de las gasolinas tiene en la actividad económica mediante el sector transporte, por lo cual, la gasolina es un derivado transversal a la mayoría de actividades económicas.

^a Fuente principal: Leffler (2000).

^b Fuente: www.repsol.com/pe_es/productos_y_servicios/productos/pe_combustibles/atencion_al_cliente/preguntas_mas_frecuentes/
^c Fuente: Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía. Disponible en www.snmpe.org.pe/prensa-y-multimedia-snmpe/sintesis-de-noticias/energ%C3%ADa/queda-prohibido-vender-gasolina-con-plomo-a-partir-del-1-de-enero.html



Características del diésel

De acuerdo con el glosario de la U.S. Energy Information Administration^a, el diésel fuel es “un combustible compuesto de destilados obtenidos en la operación de refinado de petróleo o mezclas de tales destilados con aceite residual utilizados en vehículos automóviles. El punto de ebullición y el peso específico son más altos para los combustibles diésel que para la gasolina” (traducción libre).

Entre sus principales características se encuentra el número de cetano. Según Leffler (2000), es una medida de la calidad de ignición del diésel y refleja el porcentaje de cetano en una mezcla con el compuesto alfa-metilnaftaleno. A diferencia de las gasolinas, la autoignición es importante en el diésel. Se usa más cetano para el diésel en vehículos particulares que en camiones.

El contenido de azufre en este tipo de combustibles ha sido materia de preocupación en diversos países del mundo.

En Perú se legisló el límite aplicable al diésel con la Norma Técnica Peruana 321.003.2005, aprobada por resolución N° 0032-2005/INDECOPI-CRT, y mediante el Cronograma de Reducción Progresiva del Contenido de Azufre en el Combustible Diésel N° 2, aprobado por D.S. N° 025-2005-EM. La Ley N° 28694 (marzo de 2006) dispuso en su Artículo 2°, que desde marzo de 2006 no se podría comercializar diésel con más de 2500 ppm (partes por millón) de azufre, y que a partir de 2010 se prohibiría la comercialización del diésel de más de 50

ppm de azufre. Por el D.S. N° 061-2009-EM se aprobaron criterios de excepción para el cumplimiento de la comercialización de diésel con hasta 50 ppm en zonas del interior del país. El D.S. N° 092-2009 dispuso que en Lima y El Callao se debía comercializar diésel B2 con hasta 50 ppm desde el 1° de enero de 2010. Luego, mediante R.M. N° 139-2012-MEM/DM, se estableció la no comercialización de diésel B5 con más de 50 ppm de azufre en Lima, El Callao, Arequipa, Cusco, Puno y Madre de Dios. Otro aspecto técnico del diésel son los puntos *Pour* y *Cloud*, que evitan que se cristalice por el frío y deje de fluir. Su mercado es diverso, en Perú se utiliza principalmente en la generación eléctrica, en el transporte de carga pesada y en la minería.

^aFuente: www.eia.gov/tools/glossary/index.cfm?id=D

Características del gas licuado de petróleo^a

Este hidrocarburo en condiciones normales de presión (1 atmósfera) y temperatura (20°C) se encuentra en estado gaseoso. Es más barato almacenarlo y transportarlo en estado líquido, pues su volumen es 250 veces menor, lo que se consigue si se coloca en envases con mayor presión.

El gas licuado de petróleo (GLP) combinado con el aire en una proporción menor a 10% es inflamable, combustiona rápido y no emite residuos contaminantes como plomo o azufre. Es inodoro e incoloro, por lo que la Norma Técnica Peruana dispone que se le debe agregar una proporción del agente odorante llamado mercaptano. No es tóxico ni venenoso, pero en grandes proporciones

en el aire puede causar la muerte por asfixia y, en estado líquido, quemaduras en la piel. Presenta ventajas económicas con respecto a su rendimiento en comparación a otros combustibles.

Los usos principales del GLP son para calefacción y cocción de alimentos. Su comercialización en el mundo es bastante

fluida, por lo que se considera un *commodity*. Uno de los principales precios de referencia es el *spot* del mercado de propano en Mont Belvieu, cerca a la costa de Estados Unidos en el Golfo de México, influenciado tanto por el del petróleo como por el del GN, debido a que es un derivado de ambos. Otros factores que influyen en el precio internacional son la producción mundial, el clima, el nivel de inventarios por el lado de la oferta; mientras que la demanda es cíclica en relación con las estaciones, mayor en invierno, menor en verano^b.

^a Fuente: GFHL (2011).

^b Mayor detalle de la política de precios en el **capítulo 4**, de la producción y consumo mundial en el **capítulo 2** y de la producción y consumo nacional en el **capítulo 5** del presente libro.





Características del combustible de aviación (*jet fuel*)

Según la U.S. Energy Information Administration (EIA), este hidrocarburo es un derivado del petróleo usado en los motores de los aviones de reacción.

Existe *jet fuel* con alto contenido de querosene o de nafta^a. El contenido de hidrógeno es importante en el *jet fuel*. Según Leffler (2000), mientras menos hidrógeno tiene, se produce mayor cantidad de humo al quemarse. El mercado del *jet fuel* lo conforma toda la industria de aviación del mundo. En Perú se conoce como Turbo A-1.

^a Disponible en www.eia.gov/tools/glossary/index.cfm?id=J

d. Almacenamiento y despacho

Esta etapa la conforman los terminales y plantas que cuentan con tanques, ductos y equipos de bombeo, instalaciones que tienen economías de escala por volumen y constituyen costos hundidos al tener características específicas, parte de un costo de entrada, pero en menor medida que en refinación o transporte. Los terminales y plantas tienden a ubicarse cerca a las refinerías, plantas de fraccionamiento y de los centros de demanda. Pueden estar integrados verticalmente o ser independientes. La innovación tecnológica juega un papel importante en la estructura de esta etapa. Por ejemplo, permite sincronizar la recepción y despacho de combustibles, y reduce el número de terminales necesarios en un mismo mercado (Távora y Vásquez 2008: 33-34).

e. Comercialización mayorista y minorista

Consiste en el transporte de los combustibles desde la refinería o planta de fraccionamiento por camiones cisterna, buques tanque o ductos a los terminales de almacenamiento mayorista y luego

a los centros minoristas para la venta al consumidor final (estaciones de servicio, grifos, gasocentros, etc.). Existen economías de escala en la capacidad de almacenamiento, pero no son significativas pues el tamaño mínimo eficiente¹¹ es chico con respecto al del mercado. En otras palabras, el mercado puede ser atendido por muchas empresas (en algunos casos existe atomización de la oferta minorista). No obstante, puede permitir ahorrar costos operativos al obtener transporte desde los terminales con fletes más pequeños y de menor frecuencia.

Las inversiones necesarias para dedicarse a estas actividades son pequeñas (camiones cisterna, almacenamiento) en comparación con las de etapas anteriores. No existen costos hundidos y los costos de entrada son menores (menos cantidad de capital necesario, permisos, valor de alquiler o compra de un terreno).

Actualmente, los mayores costos a la entrada en la comercialización minorista se originan por la necesidad de realizar más gastos en publicidad e inversión para brindar mayores servicios (tiendas, cajeros, más surtidores), estrategias de diferenciación de producto

Cuadro 1-1
Características técnico-económicas de las actividades de hidrocarburos

Características	Actividades	Exploración y Explotación	Transporte	Refinación	Almacenam. y despacho	Comercialización
Subaditividad de costos		3°	1°	1°	2°	3°
Costos hundidos		2°	1°	1°	3°	-
Incertidumbre y riesgo		1°	2°	-	-	-
Multiproducto		-	-	2°	-	3°
Costos de entrada		3°	1°	2°	3°	3°
Integración vertical u horizontal		3°	2°	2°	3°	3°

Nota. 1°, 2° y 3° representan la relevancia de dicha característica en una etapa de la industria en comparación con las demás, donde 1° es la mayor relevancia

(aditivos) y cumplir con la normativa de seguridad y ambiental. Asimismo, puede existir cierto grado de integración vertical, tanto de los mayoristas como minoristas entre sí y con las refinerías. En estos casos se puede observar el uso de controles verticales, mecanismos incluidos, sobre todo, en la firma de un contrato entre el mayorista/refinador y el minorista que condiciona la relación entre ellos, fijando requisitos como precio, cantidad vendida o comprada, etc. (Tirole 1990). En el **cuadro 1-1** se resumen las principales características económicas y técnicas descritas previamente.

f. Asimetría en la respuesta de los precios de los combustibles ante variaciones del precio internacional del petróleo

En los últimos años, la fluctuación de los precios de los combustibles como el GLP y las gasolinas, ha sido materia de comentarios sobre su variación asimétrica ante cambios del precio internacional del petróleo. De acuerdo con Vásquez (2005b), existen cuatro razones que podrían explicar este fenómeno.

- **Colusión tácita (poder de mercado).** Corresponde a la hipótesis de la existencia de pocas empresas dominantes que producen y comercializan combustibles y tienen una relación de colusión tácita alrededor de un precio focal, sostenido gracias a la información imperfecta del precio del insumo que pagan las competidoras. Si se eleva el precio del insumo, los precios finales subirán para mantener los márgenes. Si cae, bajarán si disminuye la demanda o si las demás empresas reducen su precio.
- **Manejo de inventarios.** Las empresas que mantienen inventarios de combustibles pueden incrementar los precios para ajustar su valor como respuesta a un aumento del precio de paridad a largo plazo por causas inesperadas (por ejemplo, debido a una disminución de las reservas internacionales de combustibles refinados, restricción de la oferta mundial de combustibles o crecimiento no anticipado de la demanda mundial). Si el precio de paridad disminuye, las refinerías retardan la caída del precio porque los inventarios son finitos. Esperan a que se agoten para bajarlos.
- **Los costos de ajuste de las refinerías.** Las refinerías enfrentan altos costos de ajuste de su producción cuando el precio de paridad aumenta. Si sube el precio de paridad por escasez de petróleo en el mercado mundial, se ven obligadas a reducir su cuota de producción. Pero ejecutar dicha acción es costoso y lento, lo que incrementa bruscamente los precios ex-planta. Cuando cae el precio, las refinerías aumentan lentamente su producción para recuperar las pérdidas y obtener un mayor margen. Así, los precios bajan más lentamente.
- **Los costos de búsqueda por parte de los consumidores.** Está relacionado al poder monopólico u oligopólico que pueden ostentar las estaciones de servicio en su área de atención. Este depende de la facilidad con la que los consumidores pueden encontrar estaciones de servicio alternativas a las que normalmente escogen (costos de búsqueda). Si sube el precio mayorista, las estaciones elevarían rápidamente el precio para recuperar los mayores costos y al menos mantener el margen comercial; mientras que

cuando el precio cae, aprovechan que su clientela demora en encontrar otra estación y obtienen una mayor ganancia. Cuando el costo de búsqueda es menor que el de bajar los precios, las estaciones disminuyen precios gradualmente.

Peltzman (2000) analizó el comportamiento de los precios de 165 bienes de 10 industrias y 77 bienes de ocho mercados de consumo. El autor encontró una respuesta asimétrica en los precios de bienes industriales y de consumo ante la variación del costo de un insumo primordial para su producción, tanto en mercados competitivos como oligopólicos, con una menor respuesta asimétrica en los oligopólicos.

Según Peltzman, el manejo de inventarios y los costos de menú (por cambiar precios por parte de la empresa) no serían importantes para explicar el fenómeno. En primer lugar, afirmó que se esperaba que los precios de los bienes con inventarios bajos se comporten como un mercado *spot*; sin embargo, en el caso de las manufacturas los resultados indicaron una mayor asimetría.

Con respecto a los costos de menú, afirmó que si las alzas del precio del insumo son más persistentes que las caídas, una rápida respuesta del precio del bien final a las bajas iría en contra de los costos de menú como explicación de la asimetría. La evidencia favoreció esto último. Asimismo, encontró que una mayor volatilidad del precio del insumo está asociada a una respuesta asimétrica y halló una, en el caso de bienes industriales y de consumo, esta asimetría es menor; mientras que en mercados con muchos pequeños intermediarios entre la fábrica y el minorista, la asimetría es mayor al promedio. Entonces, una explicación de la asimetría estaría en el entendimiento de las relaciones verticales entre estos agentes. Posteriormente, Deck y



Asimetría en la respuesta de los precios de los combustibles ante variaciones del precio internacional del insumo, evidencia en Perú

Wilson (2008) realizan un experimento en el cual diseñan un mercado de cuatro empresas con una estación de servicio en el centro y otra en la periferia de una misma ciudad, por lo que hay un cluster de estaciones en el centro.

Entre los resultados asociados a la asimetría se puede mencionar que cuando los refinadores aplican precios diferenciados centro-periferia y no hay integración vertical, las estaciones del centro se ajustan rápida y asimétricamente a cambios del mayorista (refinador); mientras que las de la periferia lo hacen de forma más lenta pero simétrica. Por otro lado, cuando las estaciones están integradas verticalmente con el mayorista, los precios se ajustan simétricamente y mucho más lento a cambios en los precios. Finalmente, cuando los precios mayoristas responden volátilmente a incrementos en el precio del petróleo, los minoristas lo hacen asimétricamente.

El experimento refleja que la asimetría de precios se observa en mercados competitivos y oligopólicos. Las estaciones del centro son de las cuatro empresas y se ubican en una misma área de la ciudad, por lo que el componente competitivo entre ellas se esperaría que fuese alto (incluso así responden asimétricamente). Con respecto a mercados oligopólicos, en el del experimento solo existen cuatro empresas en el segmento minorista, sin embargo se observa respuesta asimétrica. Por otro lado, confirma el resultado de Peltzman (2000): en mercados con precio del insumo volátil, la respuesta del precio del bien final es asimétrica. En la **caja 1-6** se resumen los resultados de investigaciones sobre la respuesta asimétrica de los precios de los combustibles en el Perú.

En el Perú existen pocas investigaciones con respecto a la respuesta asimétrica de los precios de combustibles. Cabe mencionar los resultados de Távora y Vásquez (2008) sobre la respuesta en los precios minoristas de la gasolina 84, 90 y diésel 2 a un cambio de S/. 1 en los valores de referencia publicados por Osinergmin^a. Estos reflejaron que el ajuste de los precios minoristas ante una variación de los precios de referencia es lento y asimétrico^b. En el caso de las gasolinas, el efecto acumulado ante un alza del precio de referencia es S/. 1, luego de seis meses era de alrededor de S/. 0.80, mientras que en el caso de una caída solo alcanzaba S/. 0.50 en promedio. En el caso del diésel 2 se observó una disminución de S/. 1. El precio caía alrededor de S/. 0.4 luego de seis meses, mientras que en el caso del alza aumentaba S/. 0.5 en promedio luego de seis meses.

Se observó también que durante los primeros meses de la caída del precio internacional del

petróleo iniciada en junio de 2014, los precios de los combustibles no se redujeron en la misma proporción. En efecto, si se compara la baja de los precios de referencia de los principales combustibles (gasoholes, diésel B5-S50, GLP envasado) con los de mayoristas representados por los precios ex planta Callao de Petroperú, resulta que por cada US\$ 1 de caída en el precio de paridad, los precios netos se han reducido entre US\$ 0.73 y US\$ 0.84.

^a Los precios de referencia son calculados por Osinergmin a partir del precio WTI para los gasoholes y diésel, y a partir del Mont Belvieu para el caso del GLP.

^b Con respecto al efecto sobre los precios minoristas, cabe señalar que incluyen los efectos de otros factores distintos a las variaciones de los costos de las empresas, como los impuestos. El ISC a los combustibles fue reducido en noviembre a fin de ayudar a la baja de los precios de esos bienes. En este sentido, el efecto sobre los precios de los combustibles podría ser menor al encontrado.



1.2. LA DEMANDA

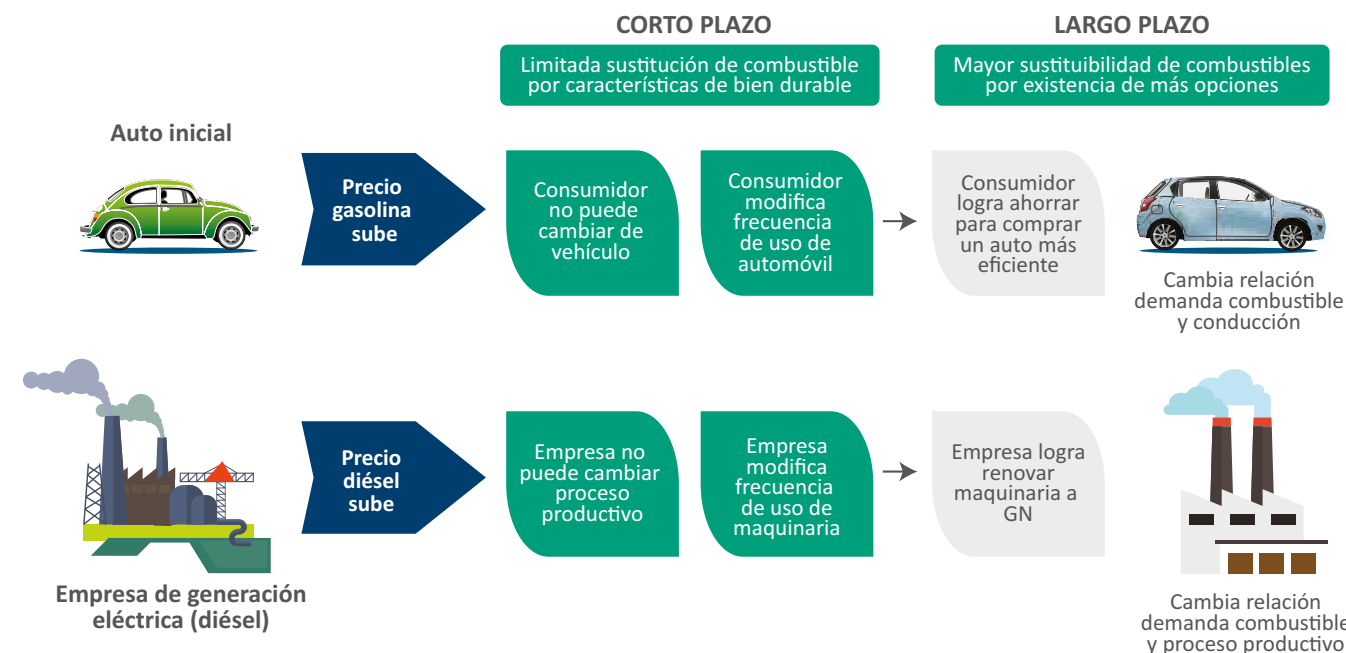
La demanda de hidrocarburos del consumidor final se caracteriza por ser derivada, es decir, se origina de la demanda de otros bienes y servicios finales (transporte, calefacción, cocción, iluminación, etc.) (Schmalensee, 2012)¹² o de los procesos de producción en el caso de empresas que usan combustibles como insumo. En este sentido, la demanda de combustibles no es una decisión independiente del consumo de otros bienes, que en su mayoría son de larga vida (casas, autos, electrodomésticos, etc.) (Schmalensee, 2012).

Esta característica de los otros bienes incide en la reacción de la demanda de combustible ante variaciones de su precio a corto y largo plazo (Schmalensee, 2012). A corto plazo, los bienes de larga vida, como los autos o la maquinaria en una industria, no son reemplazables fácilmente. Ante una variación de los precios de los combustibles, el consumidor o empresario solo puede cambiar la frecuencia de uso del bien mediante el cual se utiliza el combustible como insumo (por ejemplo, el auto o la maquinaria). A largo plazo, en cambio, el consumidor puede comprar un auto más

eficiente o que use otro combustible o cambiarse de lugar de residencia, entre otros, y el empresario puede comprar una nueva maquinaria más eficiente o modificar su tecnología de producción. Es decir, a largo plazo el usuario final tiene más opciones de respuesta (ver **ilustración 1-2**).

Los consumidores enfrentan una segunda dificultad asociada a la búsqueda de la mejor alternativa de combustibles en términos de precio y calidad. Estos son los llamados costos de búsqueda (Távora y Vásquez 2008) y están asociados a que un consumidor

Ilustración 1-2 Reacción de la demanda de combustibles a corto y largo plazo ante cambios en el precio



Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin.



necesita encontrar la mejor combinación de precio y calidad ofrecida por los establecimientos de venta distribuidos en el espacio. Los consumidores de balones de GLP enfrentan similares dificultades. Asimismo, para el caso de consumidores finales, se podría decir que los combustibles son bienes de experiencia, cuyas características no se conocen plenamente hasta ser adquiridos o consumidos. Por ejemplo, en el caso de las gasolinas, una estación de servicio puede ofrecerlas a bajo precio pero con menor calidad, lo cual afecta a largo plazo el funcionamiento del motor del vehículo. Entonces, el consumidor no tiene, en principio, conocimiento de la calidad del combustible y solo se da cuenta al compararlo y consumirlo.

Con respecto a las reacciones de la demanda de combustibles ante cambios en los ingresos, existe la hipótesis de la escalera energética que es descrita por Brower et al. (2013): los hogares utilizarán fuentes de energía más

limpias y eficientes ante la mejora de sus ingresos. La hipótesis describe que los hogares de menores ingresos usarán insumos para obtener servicios energéticos (iluminación, cocción) más contaminantes, como la leña o bosta; pero a medida que el hogar consigue mejorar su situación económica, cambiará estas fuentes de energía por querosene y carbón (mineral o vegetal), para finalmente utilizar GLP o electricidad (ver gráfico 1-4). No obstante, esta hipótesis supone que el progreso en el uso de fuentes de energía de un “peldaño” a otro de la escalera energética sería directo, es decir, se dejaría de usar leña completamente para usar querosene. Masera et al. (2000) encontraron que en México los hogares utilizaban al mismo tiempo fuentes de energía de más de un escalón.

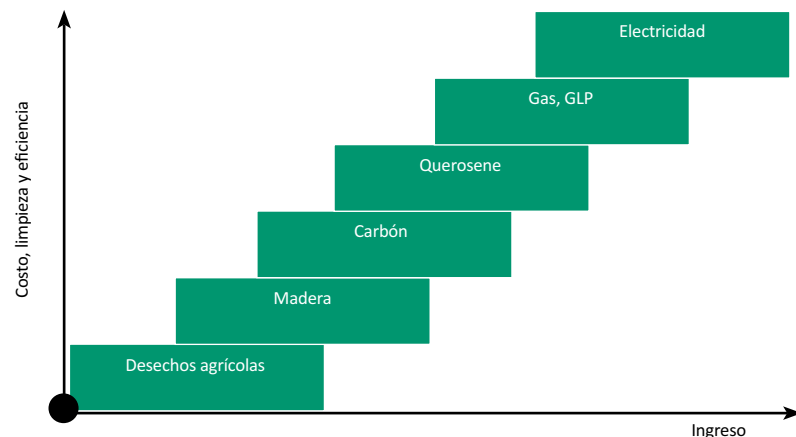
Los resultados reportados por Osinergmin, obtenidos en la Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía (ERCUE), muestran el uso de diversas fuentes de energía en los hogares, a pesar de

La demanda de hidrocarburos es derivada y se origina de la demanda de otros bienes (de larga vida) y servicios finales. Las características de los mencionados bienes inciden en los cambios en la demanda de combustibles a corto y largo plazo.

haber tenido un proceso de crecimiento importante en los últimos 10 años. La utilización de la leña en las zonas urbanas durante 2009 y su reducción luego de la recuperación en los siguientes años puede ser un indicio de la escalera energética. Sin embargo, que los hogares utilicen fuentes de energía de diferentes niveles de eficiencia también es un indicio coincidente con lo hallado por Masera et al. (2000): la escalera energética ocurre, pero no de manera estricta.

Se han presentado las características de la demanda de combustibles en el contexto individual. Para complementar, en la **caja 1-7** se incluye una síntesis de lo que se refiere al mundo. En el **capítulo 2** se realiza un resumen del marco legal e institucional del sector hidrocarburos de Perú, partiendo de la promulgación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Gráfico 1-4 Escalera energética



Fuente y elaboración: Duflo et al. (2008).

CAJA 1-7

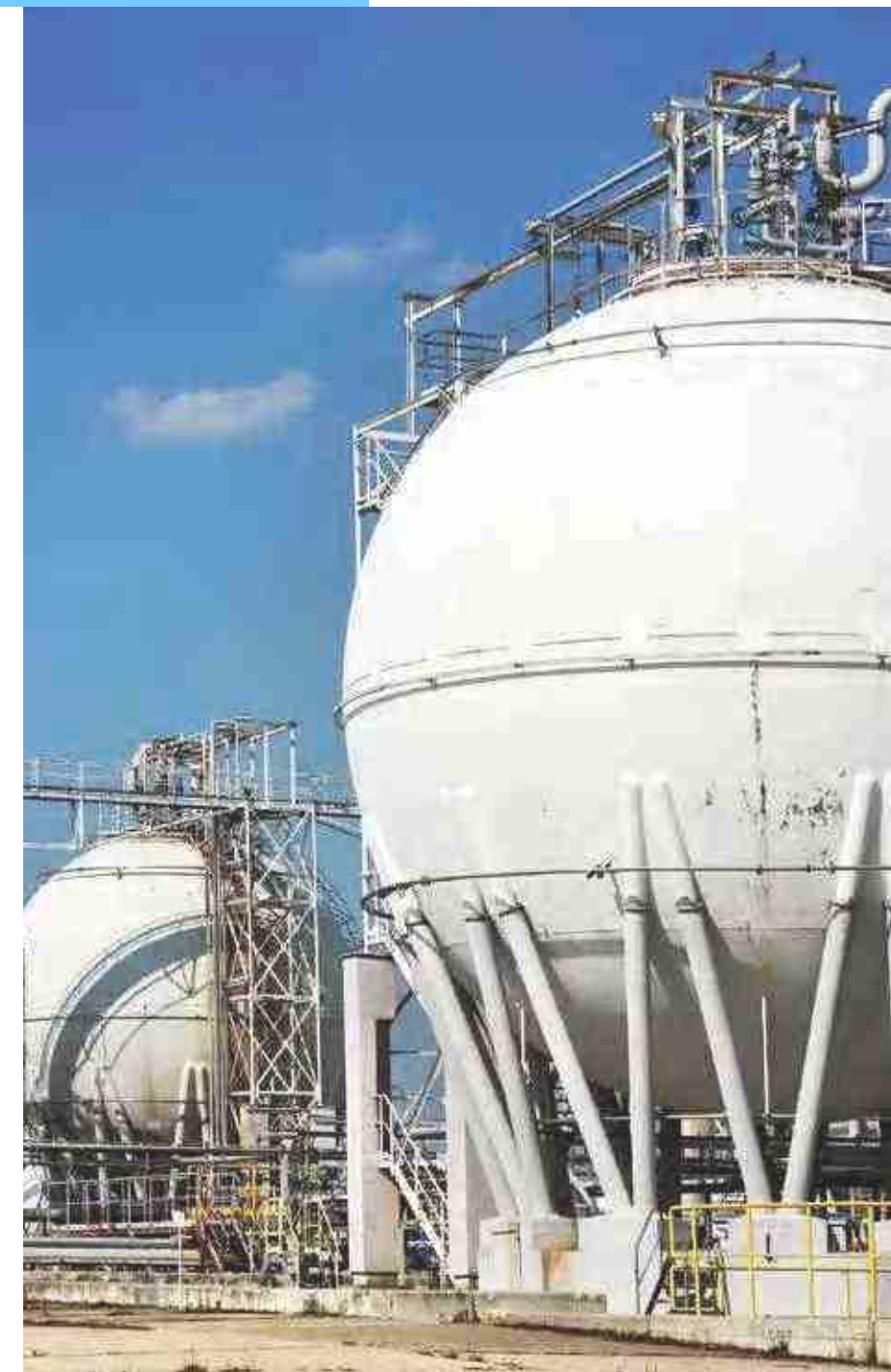
La demanda mundial de hidrocarburos

La demanda de hidrocarburos depende, sobre todo, del nivel del precio internacional correspondiente y del ritmo de crecimiento de la economía.

La principal fuente de demanda en el mundo se encuentra en la actividad de transporte, seguida de la industrial. De acuerdo con la EIA^a, en 2014 la demanda de energía correspondiente a los hidrocarburos líquidos provenía 56% del sector transporte y 32% del sector industrial. Las proyecciones de la agencia estadounidense apuntan a que dichas participaciones tengan un ligero aumento hacia 2040 a 58% y 34%, respectivamente.

Cabe señalar que la demanda de hidrocarburos ha ido en aumento a lo largo del tiempo, sobre todo porque constituye la primera fuente de energía del planeta y la economía mundial ha venido creciendo durante la última década, en especial en países en desarrollo. Asimismo, en este periodo se observó una fuerte tendencia a promover el uso de otras fuentes alternativas de energía, como los biocombustibles y energía renovables (eólica, solar, entre otras) pero su factibilidad depende, en gran medida, de que los precios de los hidrocarburos suban lo suficiente para hacer más viables los proyectos de energías alternativas, por un lado; y a la convicción de la política energética de los países para reducir el consumo de hidrocarburos, por el otro.

^a International Energy Outlook 2014. U.S. Energy Information Administration. En www.eia.gov/forecasts/ieo/





PRECIOS INTERNOS E INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO

La llamada asimetría en la respuesta de los precios domésticos de los combustibles ante variaciones de los precios internacionales del petróleo es un fenómeno que ha sido estudiado ampliamente en los últimos 30 años. En el Perú, se ha identificado este fenómeno en diferentes regiones del país. En los mercados de gasolinas y diésel 2, los precios domésticos, en promedio, suben muy rápido cuando los precios internacionales del petróleo se incrementa, mientras que caen de manera muy lenta cuando se reducen (fenómeno conocido como el efecto de cohetes y plumas). Esto genera sobrecostos a la economía y malestar en los consumidores y empresas que no pueden beneficiarse rápidamente de las bajas de los precios internacionales porque tienen que pagar más durante el proceso de ajuste. De acuerdo con la teoría de la organización industrial, las imperfecciones de mercado a nivel de la cadena de comercialización de combustibles explican la existencia de este problema. Son cuatro los principales factores detrás del fenómeno: el ejercicio de poder de mercado en segmentos de la industria de combustibles con estructuras pocas competitivas, el manejo de inventarios, los costos de ajuste en los niveles de producción de las refinerías y los costos de búsqueda de los consumidores. Las políticas de transparencia de información de precios y supervisión de mercado a nivel de las ventas de combustibles, como las aplicadas por Osinergmin, son necesarias para poder combatir los efectos adversos de la asimetría.

*Eco. Arturo Leonardo Vásquez Cordano,
Gerente de Estudios Económicos,
Editor General del Libro.*

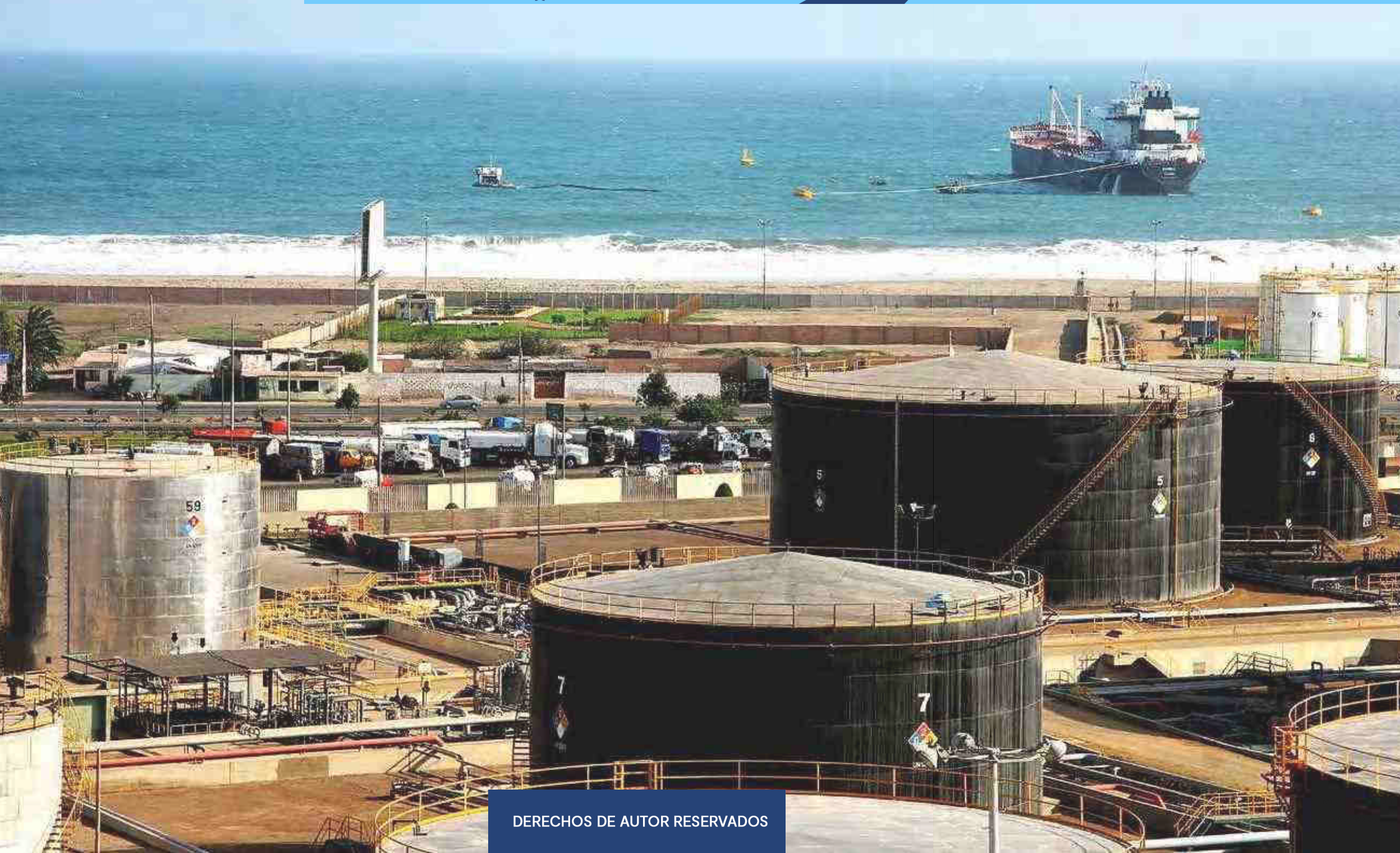




02

HIDROCARBUROS PERUANOS EN EL MUNDO

OFERTA Y DEMANDA



Hidrocarburos peruanos en el mundo Oferta y demanda

De acuerdo con el reporte de British Petroleum (2015), el Medio Oriente encabeza el ranking de regiones con mayores reservas probadas de hidrocarburos líquidos (gas condensado, líquidos de gas natural –LGN- y petróleo crudo) al registrar alrededor de 811 miles de millones de barriles (MMMBLS) en 2014 (47.7% de las reservas probadas en el mundo).



HIDROCARBUROS PERUANOS EN EL MUNDO

Oferta y demanda

Los hidrocarburos líquidos han desempeñado un rol importante en las actividades económicas en el país. El sector representó 54% del consumo total de energía en 2012 y se mantuvo como la principal fuente de energía dentro de los procesos productivos y actividades económicas locales. En este contexto, es relevante dimensionar las características del sector local dentro del panorama mundial e identificar las implicancias de los *shocks* internacionales del petróleo en el mercado local.

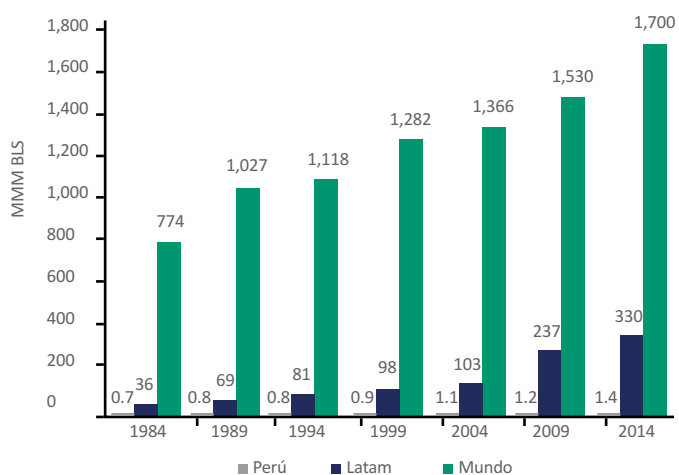


2.1. INDICADORES COMPARATIVOS DEL MERCADO NACIONAL Y MUNDIAL

De acuerdo con el reporte de British Petroleum (2015), el Medio Oriente encabeza el ranking de regiones con mayores reservas probadas de hidrocarburos líquidos (gas condensado, líquidos de gas natural –LGN- y petróleo crudo) al registrar alrededor de 811 miles de millones de barriles (MMMBLS) en 2014 (47.7% de las reservas probadas en el mundo).

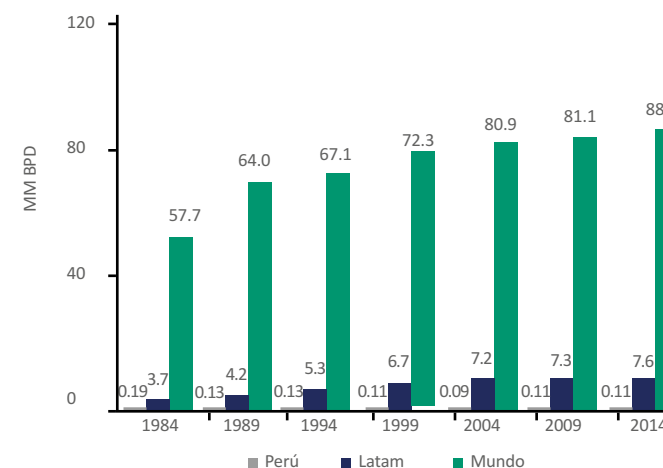
Asimismo, la región latinoamericana (en adelante, Latam) registró solo 19.4% de las reservas probadas a nivel mundial, de las cuales Venezuela contribuye con 90.2% (cerca de 298 MMMBLS, 17.5% del total mundial). El Perú cuenta con 1.4 MMMBLS de reservas probadas, con una contribución equivalente a 0.1% dentro de las reservas a nivel mundial (ver **gráfico 2-1**).

Gráfico 2-1
Reservas probadas de hidrocarburos líquidos (Perú, Latinoamérica y el mundo)



Nota. Las reservas mostradas incluyen reservas de gas condensado, LGN y petróleo crudo. Fuentes: British Petroleum y MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 2-2
Producción de hidrocarburos líquidos (Perú, Latinoamérica y el mundo)



Nota. Incluye petróleo crudo, petróleo de formaciones compactas (*tight*), arenas bituminosas (*oil sands*) y LGN. Excluye combustibles líquidos derivados de biomasa, carbón y GN. Fuentes: British Petroleum y MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin

En 2014, la producción mundial de petróleo y LGN totalizó alrededor de 89 millones de barriles por día (MMBPD). En primer lugar estuvo Arabia Saudita (12.9%), seguido por Rusia (12.7%) y Estados Unidos (12.3%), que produjeron en conjunto más de la tercera parte de la oferta. Latam contribuyó con 9.3% (destacaron Venezuela, Brasil y Colombia). Perú representó 0.1% (0.11 MMBPD). La zona más grande fue Medio Oriente con 31.7% en total (ver **gráfico 2-2**).

El incremento de la demanda mundial de combustibles y la falta de petróleo crudo debido a crisis políticas, económicas, bélicas, entre otros, desencadenaron la necesidad de garantizar el abastecimiento interno de petróleo y derivados en diversos países importadores netos (seguridad de suministro). Un claro caso es España. Según su Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), la fijación de reservas estratégicas en España inició en 1927¹. Actualmente hay agencias de este tipo en 23 países europeos (ver **caja 2-1** para más detalles).



Reservas estratégicas

Según el Club Español de Energía, las reservas estratégicas son cantidades de combustible almacenadas con el propósito de cumplir con la demanda por un periodo mínimo de tiempo, en caso ocurra algún evento adverso que impida el normal abastecimiento.

Esta política de seguridad energética se originó a consecuencia de los eventos de los años setenta, cuando el crecimiento económico de un país dependía de la disponibilidad de petróleo. En ese contexto, nacieron instituciones como la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), que se ocupa de la garantía de suministro de petróleo a nivel mundial. Por otro lado, la Unión Europea (UE) también mostró preocupación en el tema. Así, los estados miembros adoptaron una regulación específica sobre seguridad de suministro de productos petrolíferos, que es similar a las políticas establecidas por la IEA (Miras, 2010). La metodología aprobada por la IEA establece, como lineamiento principal, fijar una cantidad mínima de reservas de petróleo en cada

país miembro, denominada existencias mínimas, tomando como base de cálculo una cantidad equivalente a 90 días de las importaciones netas del año precedente.

Para el caso peruano, la regulación establece que los productores y distribuidores mayoristas que realicen ventas a partir de una planta de abastecimiento y cuenten con capacidad de almacenamiento propia o contratada en la referida planta, están obligados a mantener existencias medias y mínimas. Las medias solo obligan a que el agente haya contado, como promedio, con el volumen equivalente a 15 días de despacho de los últimos seis meses (resultado del mes objeto de medición). Por otro lado, las existencias mínimas obligan a que el agente mantenga un volumen permanente

de combustible almacenado como *stock*, equivalente a cinco días de despacho promedio de los últimos seis meses (Artículo N° 43 del D.S. N° 045-2001-EM para combustibles líquidos y el Artículo 8° del D.S. N° 01-94-EM, modificado recientemente por el D.S. N° 015-2015-EM para gas licuado de petróleo (GLP)).

La seguridad de suministro ha tenido un importante desarrollo normativo en los últimos años en el Perú. En 2012 se promulgaron la Ley N° 29852, que crea el Sistema de Seguridad Energética (SISE) en hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE); y la Ley N° 29970, que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país. Estas conforman los dos instrumentos normativos primordiales para la seguridad de suministro (el énfasis del SISE está en el desarrollo de infraestructura de almacenamiento y redes de ductos estratégicos).

Durante el siglo XX, se observó en gran parte del mundo que el crecimiento económico estuvo acompañado de un consumo creciente de combustibles derivados fósiles. En 2014, los principales consumidores de hidrocarburos líquidos fueron Estados Unidos (20%), Europa (20.4%) y China (12.4%), que conjuntamente representaron más de la mitad de la demanda mundial. De acuerdo con el reporte de British Petroleum (2015), en 2014, el consumo de hidrocarburos líquidos en el Perú fue 0.23 MMBPD, 0.2% del consumo mundial. En Latam se usaron 9.1 MMBPD, mientras que en el mundo, 92.1 MMBPD. El gráfico 2-3 muestra la evolución quinquenal del consumo de hidrocarburos líquidos del Perú, Latam y el mundo.

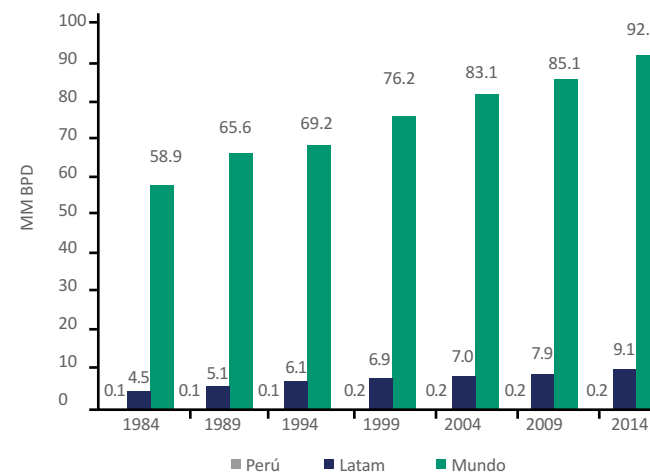
El gráfico 2-4 muestra el consumo *per cápita* del Perú, los principales países de Latam y el promedio mundial. Como puede observarse, Perú usa menos hidrocarburos líquidos por persona.

La relación entre el consumo anual *per cápita* de hidrocarburos líquidos y el nivel de desarrollo medido por el Producto Bruto Interno (PBI) *per cápita* (ajustado por paridad del poder de compra) se muestra en el gráfico 2-5. Se puede observar que países como Perú (en vías de desarrollo) coinciden en tener un menor PBI *per cápita* y un consumo *per cápita* de hidrocarburos líquidos bajo. La mayoría de países desarrollados, como Estados Unidos, y países de la Unión Europea, como Alemania, se encuentran en la sección media; mientras

que los del Medio Oriente, que cuentan con grandes reservas de petróleo, tienen un mayor PBI y consumo *per cápita*. Singapur constituye un caso especial debido a que su PBI y consumo *per cápita* son altos (MUS\$ 82.7 y 85 BIs, respectivamente). Esto refleja el elevado nivel de desarrollo del país y un consumo energético por habitante mucho mayor al promedio mundial (4.7 BIs).

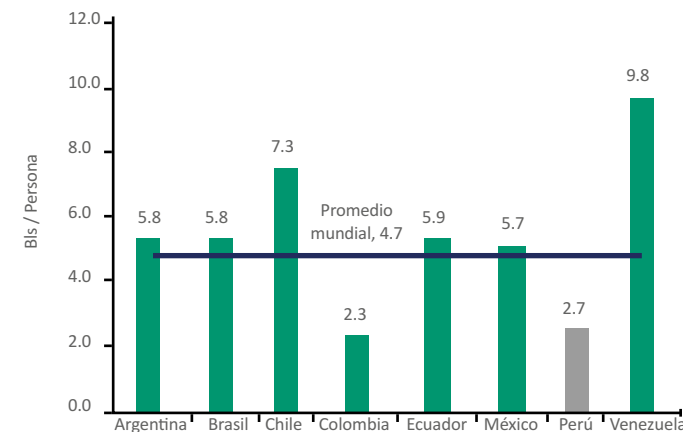
Como se ha señalado, la mayor zona productora de petróleo es Medio Oriente. No obstante, la más grande capacidad de refinación está en Europa, Asia y Norteamérica (ver gráfico 2-6). Según la British Petroleum (2015), la capacidad global de refinación alcanzó un nivel cercano a 97 MMBPD en 2014. Estados Unidos es el país con la mayor capacidad refinadora y

Gráfico 2-3 Consumo de hidrocarburos líquidos (Perú, Latinoamérica y el mundo)



Nota. Incluye demanda en tierra firme, aviación internacional y bunkers marinos, combustibles de refinación y pérdidas. También se incluye consumo de biocombustibles y derivados de carbón y GN.
Fuente: British Petroleum. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 2-4 Consumo per cápita de hidrocarburos líquidos en los principales países latinoamericanos, 2014

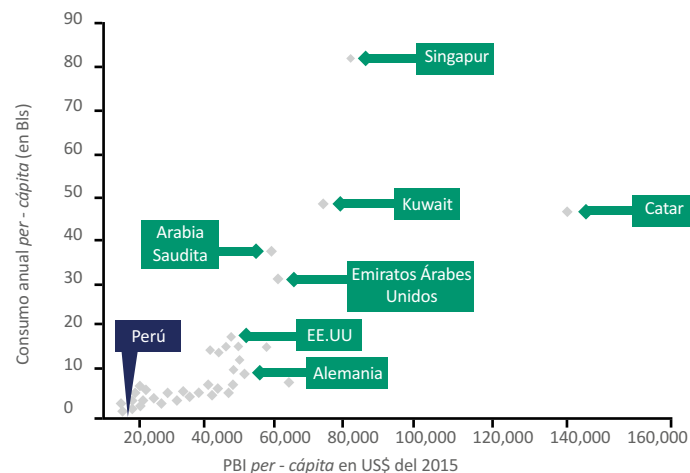


Nota. Incluye demanda en tierra firme, aviación internacional y bunkers marinos, combustibles de refinación y pérdidas. También consumo de biocombustibles y derivados de carbón y GN.
Fuentes: British Petroleum y Banco Mundial. Elaboración: OEE-Osinergmin.



Gráfico 2-5

Relación entre el consumo de hidrocarburos líquidos y el PBI per cápita, 2014



Fuentes: British Petroleum y Banco Mundial. Elaboración: OEE-Osinergmin.

representa 18.4% en el mundo, seguido por China (14.6% equivalentes a 14 MMBPD) y Rusia (6.6% equivalentes a 6.3 MMBPD). A nivel de Latam, Brasil fue el país que registró la más grande infraestructura de refino (2.2 MMPBD), seguido por México (1.5 MMBPD) y Venezuela (1.3 MMBPD). En este contexto, Perú cuenta con seis refinерías (dos privadas y cuatro públicas), y una capacidad de refino de 0.2 MMBPD. A la fecha, está en ejecución el proyecto de modernización de la refinерía de Talara (ver capítulo 8 para más detalles), que incrementaría su capacidad en 30 MBPD.

Gráfico 2-6

Capacidad de refinación por grandes bloques continentales, 2014



Fuentes: British Petroleum. Elaboración: OEE-Osinergmin.

2.2. EL MERCADO INTERNACIONAL Y SU EFECTO EN EL MERCADO PERUANO

Los precios locales de los hidrocarburos líquidos se adaptan a las variaciones de los internacionales del petróleo y derivados, que en el marco de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH)² se rigen por la oferta y la demanda. El gráfico 2-7 muestra la estructura de los componentes de los precios finales de los combustibles líquidos y GLP en el mercado nacional. El precio neto representa el componente de mayor influencia, más de 40% para las gasolinas y el diésel, y alrededor de 33% en el caso del GLP. En ese sentido, la volatilidad y tendencia de los precios internacionales afectarían de manera significativa los precios locales.

Con respecto al GLP, el componente de mayor influencia está asociado a "otros", que agrupa a los agentes intermediarios en la cadena de valor del GLP (plantas envasadoras, distribuidores mayoristas y minoristas y locales de ventas).

El precio neto es el componente del precio final de los combustibles, influido por las variaciones del mercado mundial que se reflejan en el precio internacional del petróleo. Los impuestos responden a la política de Estado y los otros componentes se determinan en el mercado local.

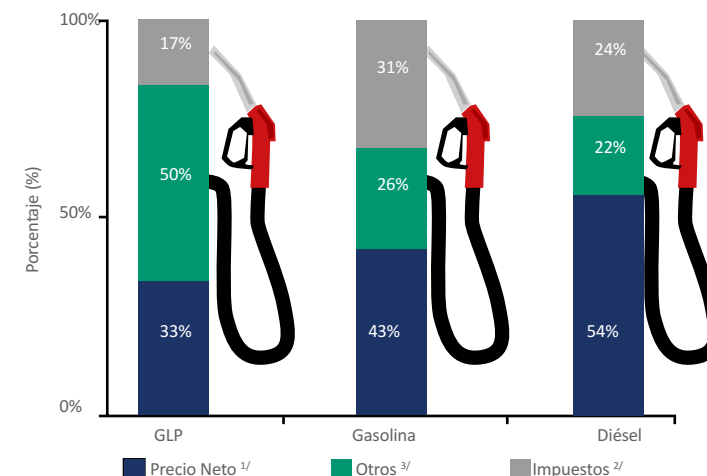
a. Factores estructurales que afectan el precio internacional del petróleo

Como se mencionó al principio del presente

capítulo, el Medio Oriente es la zona que posee la mayor cantidad de reservas. Tiene a seis miembros del cartel de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)³. Según la British Petroleum (2015), la OPEP mantenía 71.5% de las reservas de petróleo, gas condensado y líquidos de gas natural (LGN) del mundo a 2014, la principal fuente de oferta mundial. En efecto, produjo 41% de estos productos en 2014, según la misma fuente.

El precio internacional es influenciado, en cierto grado, por las decisiones coordinadas de producción de la OPEP (fijación de cuotas), lo cual fuerza a los demás países productores a establecer sus precios teniendo en cuenta las cuotas de la entidad, constituyendo una franja competitiva. Así, estudios como el de Hanesson (1998) y Adelman (1993) caracterizan a la OPEP

Gráfico 2-7 Componentes del precio final de los principales combustibles líquidos y GLP, diciembre 2014



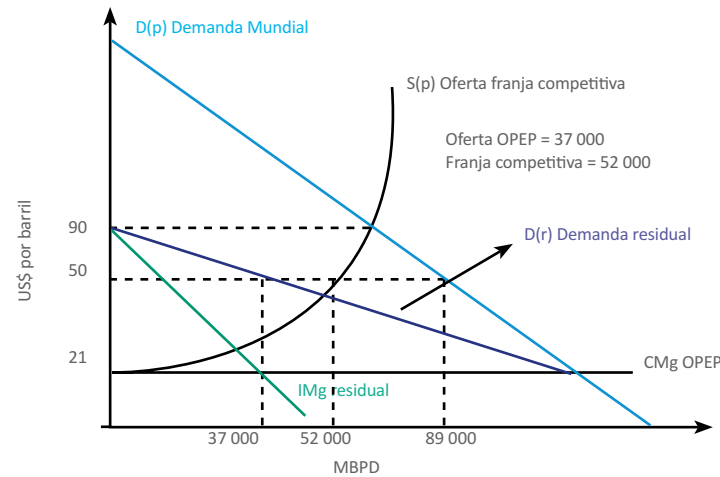
Notas. ^{1/} Precio del crudo más margen de refino, sin impuestos. ^{2/} Incluye el Wok, ISC e IGV. ^{3/} Incluye el valor agregado y los márgenes comerciales del resto de agentes en la cadena de valor. Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

40%

del promedio del precio final de las gasolinas y el diésel en el Perú está compuesto por el precio neto de refinерía.



Gráfico 2-8 Equilibrio en el mercado con un cartel dominante



Fuentes: British Petroleum, Forbes⁶¹ y Energy Information Agency (EIA). Elaboración: OEE- Osinergmin.

+ del 40%
de la producción mundial
de hidrocarburos líquidos
corresponde a la OPEP.

La oferta y demanda
mundial a largo plazo
son más elásticas, así las
reducciones coordinadas
de producción de la OPEP
tienen menores impactos.

Si el mercado
mundial de petróleo se
desarrollase en un entorno
competitivo, en equilibrio,
el precio sería menor
y la cantidad mayor.



como un agente dominante del mercado del petróleo. Vásquez (2005⁹) resume tres razones económicas que explicarían por qué: (i) la existencia de bajos costos de producción en sus países miembros⁴, (ii) su canasta de crudos de calidad superior (baja viscosidad y menor grado de acidez, menos contaminante); y (iii) el grado de coordinación entre los países miembros del cartel.

Teóricamente, la franja competitiva se comportaría como un seguidor de la OPEP, tomando el precio que indujo. Sin embargo, la primera tiene capacidad de limitar el poder de mercado del cartel, pues si este último induce un incremento del precio para obtener una mayor renta, el resto de productores reacciona con más producción, reduciendo el efecto de la decisión del cartel sobre el precio. No obstante, a corto plazo, la capacidad de la franja de limitar es pobre debido a que no cuenta con una producción que cubra la demanda mundial total. Esto otorga a la OPEP una demanda residual sobre la cual actúa como monopolio multiplanta.

El **gráfico 2-8** muestra un ejemplo hipotético de la formación del precio de equilibrio, explicado a partir de la decisión del cartel y la relación con la franja competitiva. La curva $D(p)$ representa la demanda mundial de petróleo. La curva $S(p)$, la oferta de la franja competitiva, es decir, el agregado de la oferta de los países que no son miembros de la OPEP. Como se mencionó, la franja competitiva limita la porción de la demanda mundial que el cartel puede cubrir, lo cual se representa con la curva $D(r)$ o demanda residual⁵. La OPEP maximiza los beneficios, igualando su ingreso marginal sobre esta demanda (curva IMg residual) con su costo marginal (curva CMg OPEP). El punto de intersección define la producción del cartel

y el precio de equilibrio se determina por la proyección de dicho nivel de producción sobre la demanda residual.

Debido al incremento reciente de la producción de países como Estados Unidos, gracias al desarrollo del petróleo y gas de esquisto, la OPEP ya no supera como antes la producción del resto del mundo, pero continúa con una participación importante. El precio de equilibrio de este ejemplo hipotético resulta US\$ 50 por barril y una producción de la OPEP de 37 000 MBPD. La franja competitiva, en conjunto, produce a ese precio 52 000 MBPD.

Las fuerzas de cohesión de sus miembros ante las presiones de la demanda, permiten a la OPEP mantener un grado de influencia importante en el mercado. Las estrategias que adoptó (políticas de precios o cuotas de producción) en los años setenta y mediados de los años ochenta, generaron un incremento significativo y persistente en el precio del petróleo a corto plazo. No obstante, a largo plazo, debido a que tanto la oferta como la demanda son relativamente más elásticas frente a variaciones del precio, las reducciones coordinadas de la producción de petróleo tienen menores impactos en este último. Así, la dinámica del precio internacional del crudo ha respondido a cambios estructurales, eventos coyunturales y factores especulativos.

Por otro lado, la variación de los precios está asociada a la decisión de producción de las empresas. La explicación inicial fue realizada en 1931 por Hotelling. Según su regla⁷, para un entorno competitivo en equilibrio, el valor de la extracción de una unidad adicional de un recurso agotable debe ser igual en todos los periodos. Esto implica que el precio del petróleo, por ejemplo, crecerá a una velocidad



igual a la tasa de interés de los activos de capital comparables. De lo contrario, la velocidad de extracción variará en el tiempo en tanto se pueda obtener ganancias⁸.

Si sube la tasa de interés, aumenta el valor presente neto del petróleo, por lo que es más preciado extraerlo y venderlo hoy para invertir en el mercado financiero. Así, la producción aumentará con respecto a periodos previos, los precios caerán al principio por la mayor oferta, pero después crecerán rápidamente por el agotamiento de las reservas. Si la tasa de interés disminuye, los productores disminuirán el ritmo de producción.

La diferencia en un caso de monopolio es que ahora el ingreso marginal de la empresa y su relación con el precio provocarán menores cantidades de petróleo que en el

caso competitivo, de manera que se tengan rentas por un mayor periodo de tiempo. Adicionalmente, el monopolista decidiría producir menos que en competencia, pues tomaría en consideración la elasticidad de la demanda⁹, que se eleva en el tiempo porque el incremento del precio por el agotamiento de las reservas posibilita que surjan sustitutos. Esto genera una ineficiencia dinámica en el mercado.

Otro factor que explica la formación de precios está asociado a la característica de los recursos no renovables. Los costos de extracción son positivos y crecientes en el tiempo, en ausencia de progreso tecnológico. La empresa extraerá primero las reservas con menores costos de extracción, pero a medida que se agoten y el precio final se incremente, se comenzará a explotar reservas con mayores costos (Stiglitz 1976:660).

La existencia de factores como la incertidumbre, el progreso tecnológico, los eventos catastróficos, las guerras, los conflictos políticos, el descubrimiento de reservas, entre otros, provoca que la evolución y tendencia de los precios y la producción del petróleo y cualquier otro recurso no renovable no puedan ser representadas gráficamente por una curva suave creciente y decreciente, respectivamente. Luego de describir, a grandes rasgos, los factores que determinan los precios, se realiza un análisis de los hechos que han influido el comportamiento del precio real del petróleo a largo y corto plazo. El **gráfico 2-9** muestra una comparación temporal.

b. Factores determinantes de la evolución del precio a largo plazo

Según Hamilton (2009), la guerra de Yom Kippur, en 1973, derivó en el primer *shock* de petróleo debido a que las naciones árabes redujeron su producción de crudo 5%, como medida de protesta al apoyo de los países a Israel. Además, según Mankiw (2007), la OPEP adoptó medidas (reducción de la producción e impuestos unilaterales) para impedir que el precio del crudo revierta a sus niveles históricos con la finalidad de incrementar sus ingresos, lo cual derivó en aumentos sucesivos del precio del crudo de más de 50% en 1974 y 34% en 1980 y 1981.

Asimismo, entre 1979 y 1981, la revolución iraní y la subsecuente guerra entre Irán e Irak provocaron el segundo *shock* del petróleo, al paralizarse la producción de crudo en estos países y expandirse un pánico de desabastecimiento a nivel internacional. Los eventos propiciaron una reducción en el consumo del crudo y la búsqueda de combustibles alternativos por parte de los países importadores. Por otra parte, los altos precios generaron viabilidad económica

en muchos proyectos de exploración y explotación, lo que derivó en una reducción de la participación de la OPEP en el mercado mundial (Bhattacharyya 2011).

En los años 1985 y 1986, la OPEP modificó su política de precios y la orientó a salvaguardar su participación en el mercado mundial. Además, se presentaron descontentos entre los países miembros de la OPEP, lo cual derivó en el rompimiento de la cooperación entre sus países miembros. Estas medidas, que generaron un colapso en los precios del crudo, se mantuvieron relativamente estables hacia finales de los años ochenta y toda la década de los noventa (Banco Mundial, 2015 y Mankiw, 2007). En ese sentido, la política del cartel de la OPEP influye de manera importante en la evolución a largo plazo del precio del petróleo.

En el periodo 2005-2008, se registró nuevamente un crecimiento exponencial en el precio del petróleo, donde alcanzó en julio de 2008 el histórico máximo (US\$ 143.6 a dólares de 2015). Hamilton (2009) identifica tres factores que determinaron este incremento: 1) el crecimiento sostenido de China y otros países asiáticos, 2) el desplome en la producción de Arabia Saudita, y 3) factores especulativos. Por tanto, otro de los actores estructurales que modifican el precio a largo plazo del crudo es el registro de variaciones sostenidas en la demanda.

Por último, desde mediados de 2014, se observó una fuerte caída del precio del petróleo. Algunas de las causas identificadas son: i) el incremento en la producción de petróleo proveniente de fuentes no convencionales (Estados Unidos, Canadá, entre otros) asociado al desarrollo tecnológico (*fracking*) que abarató los costos de extracción; ii) la no reducción de la oferta

por parte de Irak o Irán y la recuperación de la oferta de Libia, que en conjunto con la de petróleo no convencional originó un exceso de oferta, y iii) la reducción de la demanda de China (Vásquez et al. 2015).

Adicionalmente se mencionaron a nivel internacional tres posibles factores geopolíticos: i) la OPEP retomó su política orientada a salvaguardar su participación en el mercado mundial; ii) Arabia Saudita influyó el primer factor como reacción a la caída de sus exportaciones de crudo hacia sus más importantes clientes, como Estados Unidos y China, de manera que el petróleo no convencional disminuyera su viabilidad económica y otros países no afectarían sus ingresos fiscales; y iii) Estados Unidos habría apoyado la caída del precio para perjudicar a sus adversarios, principalmente Rusia, puesto que la importancia del GN para Europa disminuye con un petróleo barato (Vásquez et al. 2015). De los factores que explican la reciente caída del precio del petróleo, el progreso tecnológico es uno de los que propicia cambios estructurales en la oferta y, por lo tanto, en el precio a largo plazo.

c. Determinantes de la volatilidad a corto plazo

La globalización del mercado del petróleo ha determinado, en gran medida, la dinámica a corto plazo de los precios internacionales del crudo. A consecuencia del *shock* de finales de 1970, los grandes consumidores encontraron alternativas para minimizar su exposición a inesperados incrementos. En ese sentido, las transacciones comerciales migraron del mercado *spot* hacia el de futuros y opciones del crudo. Cabe señalar que en estos mercados se fijan los precios por adelantado, mediante un acuerdo bilateral entre productor y consumidor que reduce el riesgo de fluctuaciones imprevistas.

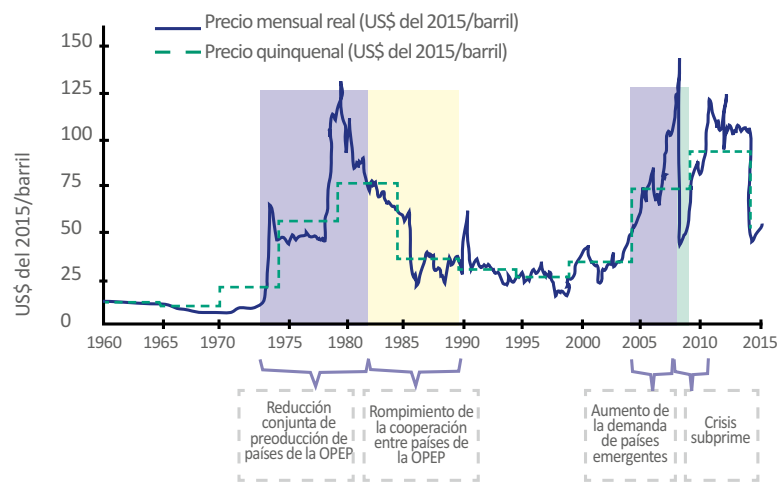
En función a la calidad del crudo (viscosidad y grado de acidez) se comercializan distintos tipos de petróleo alrededor del mundo. No obstante, el mercado mundial ha concentrado su atención en tres marcadores internacionales que sirven como indicador para la fijación del precio del resto de petróleos: el West Texas Intermediate, referente para el mercado estadounidense (New York Mercantile Exchange); el Brent, referente del mercado europeo (The International Petroleum Exchange); y el Dubai, referente del mercado asiático (The Singapore International Monetary Exchange) (ver **caja 2-2** para más detalles).

Contrario a su objetivo final, el desarrollo de estos mercados ha derivado en la influencia del factor especulativo sobre la velocidad y la magnitud de las fluctuaciones del precio del petróleo. En ese sentido, Hamilton (2009) identifica a este factor como uno de los determinantes en la evolución del precio del crudo durante 2007 y 2008.

Otro factor asociado a la dinámica del precio del crudo es explicado por la ya mencionada regla de Hotelling, que lo relaciona con el patrón de comportamiento de las tasas de interés. Si la variación del precio esperado es mayor a la tasa de descuento del productor o empresario, este decidiría posponer la explotación de sus recursos o acumulación de inventarios para periodos futuros (Bhattacharyya 2011).

Por último, restricciones o *shock* temporales de oferta (conflictos sociales internos, guerras, entre otros) y demanda (expectativas del crecimiento económico, indicadores del nivel de inventarios), generan fluctuaciones de corta duración sobre el precio del petróleo.

Gráfico 2-9 Evolución de los precios reales del crudo, mensuales y quinquenales



Nota. Se consideró un promedio simple entre los tres principales marcadores internacionales: West Texas Intermediate (mercado), Brent (mercado europeo) y Dubai (mercado asiático). Fuente: Banco Mundial. Elaboración: OEE-Osinergmin.



Perforación Lote X (Costa).
Foto GFHL-Osinergmin.



Perú es un país importador neto de hidrocarburos derivados del petróleo y depende de los vaivenes del mercado mundial que se reflejan en el precio internacional. Además, influyen aspectos geopolíticos, tecnológicos y especulativos, que afectan también al mercado local, que no puede hacer nada para reducirlos.



Marcadores referenciales del precio del petróleo^a

Existen tres grandes mercados mundiales donde se negocian los contratos de compra y venta de petróleo: New York Mercantile Exchange (NYMEX), The International Petroleum Exchange de London (IPE) y The Singapore International Monetary Exchange (SIMEX).

La importancia de las canastas de crudos West Texas Intermediate (WTI) y Brent como marcadores de referencia de valor, radica en que el mercado les asignó dicha función para las negociaciones de los otros crudos puesto que, entre otras características, ambos reúnen requisitos de calidad óptimos (acidez y viscosidad). Además, la negociación de los petróleos asociados a estos marcadores en los mercados de futuro supera la producción mundial diaria. La canasta de crudos del WTI solo se comercializa en Estados Unidos y compite con sus importaciones. De acuerdo con Ferreyra y Choy (2014), debido

a la reducción de importaciones por parte de Estados Unidos, este indicador estaría perdiendo relevancia.

El WTI sirve aún como marcador de referencia para los crudos comercializados en América. La canasta Brent es negociada en diversos mercados internacionales y está asociada a un sistema de campos de explotación petrolera que envía crudo a la terminal de Sullom Voe, en las islas Shetland de Escocia, en el Reino Unido. Constituye la referencia para los petróleos de Europa, Rusia y África.

El mercado *spot* WTI está dividido en dos submercados: en el de Cushing-Oklahoma se negocian contratos de entrega inmediata, algunos de tipo *forward* y contratos de futuros. En este lugar existe una importante infraestructura de oleoductos y servicios de transporte de hidrocarburos. Por otro lado, en el de Midland-Texas se embarca petróleo hacia Cushing y a los puertos de la costa del Golfo de México para las entregas inmediatas.

Otros mercados *spot* son los de Dubai (Golfo Pérsico), el Tapis (Malasia) y el Minas (Indonesia). Sirven para cotizaciones regionales y están asociados a los movimientos del mercado petrolero completo, por lo que están relacionados al WTI y Brent.

^a Vásquez (2005a).



**PERSPECTIVAS Y ACONTECIMIENTOS
EN EL MERCADO MUNDIAL DE HIDROCARBUROS**

La caída del precio internacional del petróleo ha dado un golpe fuerte a los productores de hidrocarburos no convencionales (*shale oil and gas*) a nivel mundial y ha provocado que las perspectivas de los inversionistas se deterioren. El Estado peruano no puede mantenerse inmóvil y debe tomar medidas que atraigan a los inversionistas, como incrementar la eficiencia en la entrega de permisos y licencias para la entrada en la actividad de hidrocarburos o acompañar a las empresas en el proceso de consulta previa para que se lleve de acuerdo con la normativa y para que la población compruebe que el Estado siempre tiene en cuenta sus necesidades. Por otro lado, la modernización de las principales refinerías del país (Talara y La Pampilla) permitirá incrementar su capacidad productiva y reducir el impacto ambiental de los combustibles utilizados en el país porque las refinerías modernizadas producirán combustibles con menor contenido de azufre. El Perú es un país cuyo consumo de hidrocarburos líquidos es muy pequeño con respecto del mercado mundial (0.2%), por lo que en un futuro cercano la economía peruana será tomadora de los precios internacionales de los hidrocarburos y estará expuesta a su volatilidad. La perspectiva es que los precios subirán nuevamente en el mediano y largo plazo; por ello, el contexto actual debe verse como una oportunidad para tomar las medidas de política energética que sean necesarias, a fin de hacer al sector de hidrocarburos líquidos más atractivo para las inversiones en los próximos años.

Ing. Jesús Francisco Roberto Tamayo Pacheco,
Presidente del Consejo Directivo,
Editor del Libro.





03

LA SENDA DE LOS HIDROCARBUROS EN EL PERÚ

UN CAMINO HACIA EL PROGRESO



La senda de los hidrocarburos Un camino hacia el progreso

En este capítulo, a manera de recuento, se plantea una síntesis a partir de tres importantes aspectos de los hidrocarburos líquidos en el Perú: el normativo, la producción de hidrocarburos y la comercialización del gas licuado de petróleo.



LA SENDA DE LOS HIDROCARBUROS

Un camino hacia el progreso

Durante los primeros años, la historia legislativa de los hidrocarburos en el Perú se trató dentro de la normativa minera, hasta que el 2 de enero de 1922, durante el gobierno del Presidente Augusto B. Leguía, se emitió la Ley N° 4452.

Como sucedió en otros territorios independizados de España, la legislación empleada durante las primeras décadas de la República del Perú (primeros 100 años) estuvo compuesta, en diversos aspectos, por normas que se arrastraban desde la Colonia. Esta se caracterizó por considerar a los hidrocarburos dentro de la legislación minera, lo que más tarde influiría en el uso y mantenimiento del sistema de concesión como mecanismo de acceso al recurso.

La vigencia de la normativa colonial queda patente en el propio Reglamento Provisional de 1821, dado por don José de San Martín en el cuartel general de Huaura el 12 de febrero de 1821, pocos meses antes de proclamarse la Independencia del Perú. El texto confirmaba que todas las leyes, ordenanzas y reglamentos quedaban “en su fuerza y vigor, mientras no sean derogados, ó abrogados por autoridad competente”¹. Así, reconocía la validez de la aplicación de la normativa procedente de la era colonial en la República por nacer. Con similar ímpetu, el Estatuto Provisional dado para regularizar los poderes

de San Martín como Protector del Perú, a menos de tres meses de nacida la República, indicó que se mantenían “en fuerza y vigor todas las leyes que regían en el Gobierno antiguo, siempre que no estén en oposición con la independencia del país (...)”².

Posteriormente, la Ley del 28 de abril de 1873, emitida durante el gobierno civilista del Presidente Manuel Pardo y Lavalle, contempló disposiciones para la explotación del carbón de piedra y petróleo, al regular un régimen para ambos recursos. Dispuso que nacionales y extranjeros pudiesen realizar el cateo y denuncia, y contemplaba reglas para los terrenos de propiedad del Estado, particulares y comunales. En todos los casos, estos fueron considerados libres, pero se impuso un pago por el valor de la extensión superficial en el caso de los comunales y particulares, previa tasación.

Unos años más tarde, durante el gobierno del Presidente Mariano Ignacio Prado, se emitió la Ley de Minas del 12 de enero de 1877, que reconoció que el dominio eminente de los

recursos minerales correspondía al Estado³. Esta fijó un impuesto de superficie de S/. 15 semestrales sobre cada pertenencia minera, incluyendo las relativas al carbón y petróleo. El pago continuo del impuesto se consideró como uno de los requisitos esenciales

La Legislación empleada durante las primeras décadas de la República del Perú (primeros 100 años) estuvo compuesta por normas que se arrastraban desde la Colonia. Esto se caracterizó por considerar a los hidrocarburos dentro de la legislación minera.



Fuente: Libro Explorando las Profundidades del Perú (MEM) <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/institucional/publicaciones/biblioteca/hidrocarburos/libro.html>

para el mantenimiento de la posesión y propiedad legal de la mina, de modo que el incumplimiento en un semestre acarrearía la pérdida de derechos.

Los diversos intentos llevados a cabo en la segunda mitad del siglo para la emisión de un Código de Minería surtieron efecto recién con la llegada del nuevo siglo. Así, el 6 de julio de 1900, durante el gobierno del presidente Eduardo López de Romaña, se aprobó por Decreto el Primer Código de Minería, para ser aplicado a partir del 1° de enero del año siguiente. Fue elaborado sobre la base de la formulación propuesta por la Sociedad Nacional de Minería, siguiendo la tradición normativa, y consideró al carbón y petróleo como parte de los yacimientos de sustancias minerales o fósiles susceptibles de ser industrialmente utilizados y regidos por sus normas. El Código de 1900 derogó todas las ordenanzas, leyes, reglamentos

y disposiciones anteriores referentes al derecho minero, salvo aquellas mencionadas en el texto de la nueva norma y en tanto no se opusieran. Esto marcó una línea de corte en la legislación de los recursos mineros en el Perú. Para el caso de los yacimientos de carbón y petróleo, la norma estableció que las unidades de medida para las concesiones mineras (o “pertenencias”) tuviesen una base cuadrada con lado de 200 metros⁴. Las concesiones mineras resultaban gravadas con impuestos anuales de S/. 30 por cada pertenencia, pero con reglas más flexibles para el pago a destiempo que sus similares contenidas en la Ley de Minas de 1873.

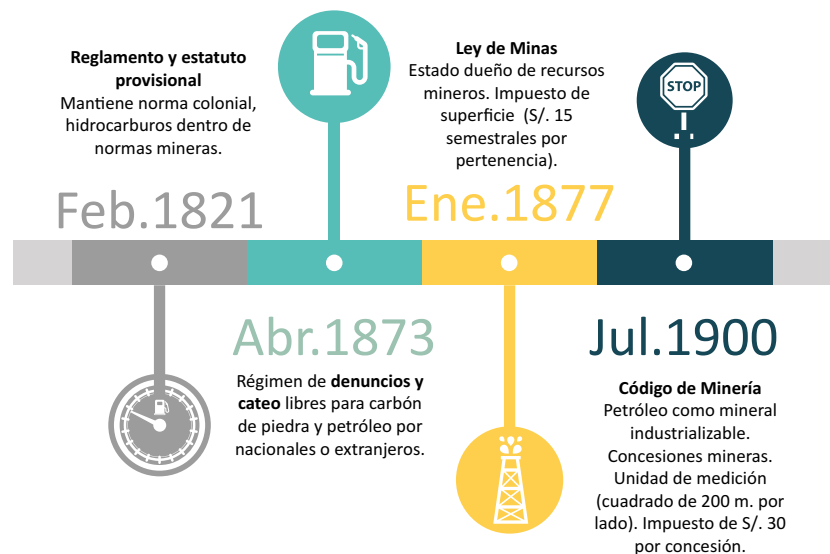
El Código de Minería nacido con el nuevo siglo iría perdiendo organicidad con la emisión de diversas leyes y disposiciones dictadas posteriormente. Esto provocó un clamor nacional para que se diera uno nuevo⁵, que fue promulgado en 1950. Sin

embargo, en 1922, los hidrocarburos ya tendrían un cuerpo normativo propio con la Ley N° 4452. Ver **ilustración 3-1**.





Ilustración 3-1 Historia normativa de los hidrocarburos en el Perú (1821-1900)



Fuente: Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

3.1. LEYES DE PETRÓLEO DE 1922 Y 1952

El periodo de la historia republicana, conocido como la Patria Nueva o el Oncenio de Leguía, vería la promulgación de la primera Constitución Política Peruana (1920) que incluyó una mención específica a los recursos minerales, y la primera Ley que regularía las actividades de hidrocarburos en el Perú. Así, la Constitución estableció en su artículo 42°, que la propiedad minera en toda su amplitud pertenecía al Estado, disponiendo a su vez que podría otorgarse la concesión o usufructo solo en la forma y bajo las condiciones que las leyes lo dispusieran. Dos años más tarde, el Congreso de la República aprobó la Ley N° 4452, que declaraba como bienes de propiedad del Estado

los yacimientos de petróleo e hidrocarburos. Se estableció así lo que se considera la Primera Ley del Petróleo del Perú.

La Ley N° 4452 reconoció a la concesión otorgada por el Ejecutivo como el modo de acceso a la exploración y explotación de los yacimientos de petróleo e “hidrocarburos análogos”. Este último término incluía al gas combustible natural y “todos los productos líquidos, pastosos o sólidos de composición química semejante a la del petróleo”⁶.

Las concesiones fueron establecidas con extensiones superficiales determinadas sobre la base de áreas o “pertenencias” de 40 000 metros cuadrados cada una. Se

dictaron reglas específicas para aquellas de exploración y para la explotación del recurso, así como un tratamiento diferenciado para las actividades realizadas según región natural (Costa, Sierra y montaña).

La Ley N° 4452 contempló plazos de dos a cuatro años, prorrogables por dos años más para las concesiones de exploración, y plazos indefinidos para las concesiones de explotación. No obstante, se regularon causales expresas de caducidad vinculadas al incumplimiento de obligaciones específicas. La extensión de los lotes de exploración tuvo como límite 15 000 pertenencias en la zona de la Costa, 20 mil en la de la Sierra y 30 mil en la de montaña, debiendo abonarse un canon anual de exploración equivalente a S/. 1 por pertenencia en la Costa, S/. 0.40 en la Sierra y S/. 0.20 en la montaña. Para las concesiones indefinidas de explotación se fijó el pago de cánones de superficie equivalente a una libra por pertenencia, abonable por semestre vencido y siempre que no se extrajera petróleo.

Una vez en producción, el pago del canon se sujetaba a una escala por tonelada producida por pertenencia, de modo tal que, cuanto mayor fuese la producción, menor sería el monto fijo a aplicar por tonelada. Adicionalmente, se consideró una rebaja en el canon equivalente a 50% para las concesiones de Sierra y las de montaña. Asimismo, la ley fijó un porcentaje entre 6% y 10% del producto que se obtuviese, tanto en etapa de exploración como de explotación, a ser entregado al Estado en calidad de canon de producción. También estableció reglas para priorizar el consumo nacional de petróleo crudo y los derivados por sobre la exportación⁷, y la posibilidad de que el Estado se reservara, para su explotación directa, la zona o zonas que cruzase con el yacimiento.

Si bien la producción normativa en materia de hidrocarburos no fue escasa a lo largo de las décadas siguientes (se creó en 1934 el Departamento de Petróleo como entidad estatal a cargo de la exploración de nuevas reservas y de yacimientos reservados por el Estado, se elaboraron la reglamentación de la concesión de yacimientos petrolíferos de montaña⁸ y la constitución de la Empresa Petrolera Fiscal⁹, antecesora de Petroperú, entre otras normas), no fue sino hasta el 12 de marzo de 1952, durante el gobierno del general Manuel A. Odría, que se promulgó un nuevo cuerpo normativo que regularía de modo orgánico la materia: la nueva Ley de Petróleo N° 11780.

Esta mantuvo el sistema concesional como forma de acceso a las actividades de exploración y explotación del petróleo y los “hidrocarburos análogos”¹⁰, recursos a los que reconoció como propiedad imprescriptible del Estado. Igualmente,

contempló otorgar concesiones para adquirir el derecho a realizar las actividades de manufactura, refinó, transporte y almacenamiento.

Se agregó también el zócalo continental a las tres regiones naturales abarcadas por la Ley de 1922, el mismo que se consideró como parte de las Áreas de Reserva Nacional, exceptuado del régimen ordinario de concesiones y susceptible de ser otorgado bajo concesión mediante licitación¹¹ (introducido por esta misma Ley). Así, se dividió el territorio de la República en cuatro zonas: Costa, Sierra, oriente y zócalo continental. Un año más tarde, el 24 de abril de 1953, mediante Resolución Suprema N° 51, se declaró abierta la licitación de áreas del zócalo continental, posibilitando las primeras perforaciones.

Otra diferencia con la Ley N° 11780 estribaba en la fijación de plazos para las concesiones

La Primera Constitución Política Peruana (1920) incluyó la primera ley que regularía las actividades de hidrocarburos en el Perú: Ley N° 4452 (aprobada en 1922).

de explotación (el tiempo bajo la Ley N° 4452 era indefinido). Así, se restablecieron periodos prorrogables de 40 años en la Costa, 45 en la Sierra y 50 en el oriente. En el caso de las concesiones de exploración, se consideraron plazos prorrogables un tanto más amplios que en la normativa previa: tres años en Costa, cinco en Sierra y seis en la zona oriental.

La extensión de las concesiones de exploración se fijó en 20 000 hectáreas para la Costa y Sierra, y 50 000 en el oriente, pudiendo obtenerse hasta 20 concesiones en cada zona por empresa. La extensión máxima en el caso de las concesiones de explotación se fijó en 10 000 hectáreas para la Costa y Sierra y 25 000 hectáreas en el oriente, pudiendo obtenerse hasta 10 concesiones en cada zona. Los excesos sobre el límite máximo para ambos casos solo podrían otorgarse mediante un procedimiento de licitación contemplado en la propia Ley y su reglamento.

El canon de superficie, a cobrarse por hectárea o fracción, se estableció en base a montos fijos por zona. En las concesiones de exploración se incrementaba durante las prórrogas, mientras que en las concesiones de explotación, sufría aumentos cada cinco años (hasta llegar a los 35 años). No obstante, hubo rebajas limitadas aplicables por producción. El otorgamiento de la concesión de explotación se sujetaba a un



Oleoducto Nor Peruano. Foto Petroperú.



pago, por única vez, de un impuesto por hectárea o fracción¹², y al pago anual del impuesto a la renta (IR) sobre la utilidad neta, no contemplándose la cancelación de canon o regalía de producción por tonelada, como en la Ley de 1922.

El sistema de concesiones, como forma de otorgar los derechos de exploración y explotación, se mantendría prácticamente intacto hasta fines de la década de 1960, cuando el denominado Gobierno Revolucionario de la Fuerza Armada creó Petroperú y estableció un nuevo modelo contractual. La **ilustración 3-2** muestra la línea de tiempo de las normas durante la primera mitad del siglo XX y hasta 1960.

3.2. DE LAS CONCESIONES AL MODELO CONTRACTUAL

Tras el golpe de Estado del 3 de octubre de 1968, la Junta Militar designó al general Juan Francisco Velasco Alvarado como presidente del gobierno militar, régimen que promovería diversas reformas de corte nacionalista en sectores de la economía considerados estratégicos, incluyendo hidrocarburos. Se buscaba contar con una empresa petrolera estatal que limitase el predominio de las transnacionales.

Una de las primeras decisiones de este gobierno fue la expropiación del complejo industrial de Talara, que incluía el fundo

La Brea y Pariñas, la refinera de Talara, anexos e instalaciones (9 de octubre de 1968 mediante los Decretos Ley N° 17065 y 17066). Se dispuso la toma de posesión por la Fuerza Armada y la administración por la Empresa Petrolera Fiscal. Así se puso fin a la larga historia nacional de desencuentros con la International Petroleum Company Limited (IPC)¹³. El proceso de nacionalización continuaría con la expropiación, entre otros, de la refinera Conchán – Chevron¹⁴ y la cadena de grifos y plantas de la IPC.

Las nuevas reglas marcarían el apartamiento del sistema de concesiones petroleras mantenido hasta entonces y una intervención más activa del Estado en la industria. En efecto, el Decreto Ley N° 17440 del 18 de febrero de 1969, suprimió el sistema de concesiones petroleras y estableció que la industria y el comercio de petróleo y derivados fuesen ejercidos, fundamentalmente, por el Estado. No obstante, se respetaron los derechos adquiridos y se admitiría la participación de la empresa privada en las etapas de prospección, exploración, explotación y manufactura, mediante un sistema de contratos vía el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y/o la Empresa Petrolera Estatal, según interés nacional. Las actividades de refinación y comercialización hasta depositar el producto en las plantas de abastecimiento, se reservaron con exclusividad para el Estado y el abastecimiento al por menor para el capital nacional. Se respetaron, en ambos casos, los derechos adquiridos. De modo similar, se determinó que la industria y el comercio de los hidrocarburos constituirían un servicio público.

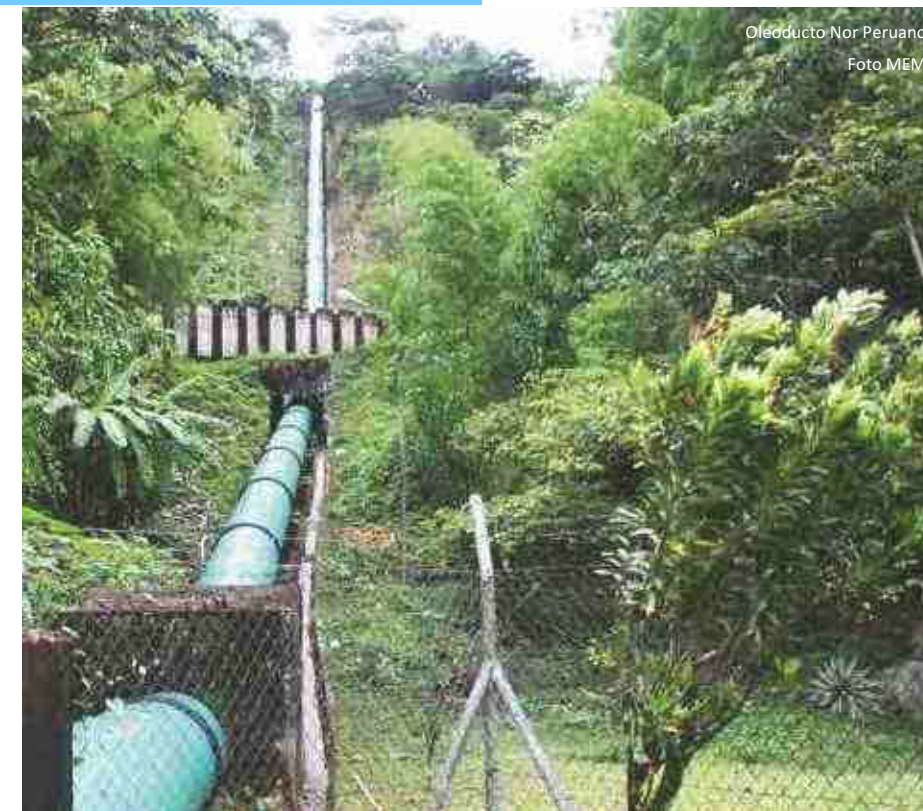
Unos meses más tarde, mediante Decreto Ley N° 17753 del 24 de julio de 1969, se creó Petróleos del Perú (Petroperú), en sustitución

de la Empresa Petrolera Fiscal. Se le autorizó, por Decreto Ley N° 18883, a celebrar contratos para la prospección, exploración y explotación de hidrocarburos sobre las áreas petrolíferas e hidrocarburos análogos asignados a la misma, ubicados dentro de los 50 km de las fronteras¹⁵. La Ley Orgánica de Petroperú se publicaría posteriormente¹⁶. En ella resaltó su función de entidad encargada de la gestión empresarial del Estado en “todas las actividades de la industria y comercio del petróleo e hidrocarburos análogos, incluyendo los derivados de los mismos, y en todas las actividades de la Petroquímica Básica”. Así, se iniciaría la firma de contratos de operaciones con diversas compañías internacionales, y en 1971 comenzaría a operar el pozo Corrientes X-1, el primero perforado por la nueva empresa.

Como ya se ha indicado, el gobierno militar veía la adopción del sistema contractual como forma de acceso de los inversionistas a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos como el Modelo Perú¹⁷, bajo el cual se firmarían los contratos con las empresas petroleras internacionales.

Conforme al modelo, el petróleo producido y las reservas que se encontrasen serían de propiedad de Petroperú, actuando en representación del Estado. Las inversiones, costos y riesgos correrían por cuenta del contratista. El petróleo extraído no retenido por la empresa estatal sería entregado al contratista en los porcentajes pactados; y Petroperú asumiría los impuestos del contratista, incluyendo el IR, así como los impuestos a la importación de equipo y exportación de petróleo. La fase de exploración variaba de cuatro a siete años y la de explotación de 30 a 35 años.

Ya a finales del gobierno militar, durante la presidencia de Francisco Morales Bermúdez,



Oleoducto Nor Peruano. Foto MEM.

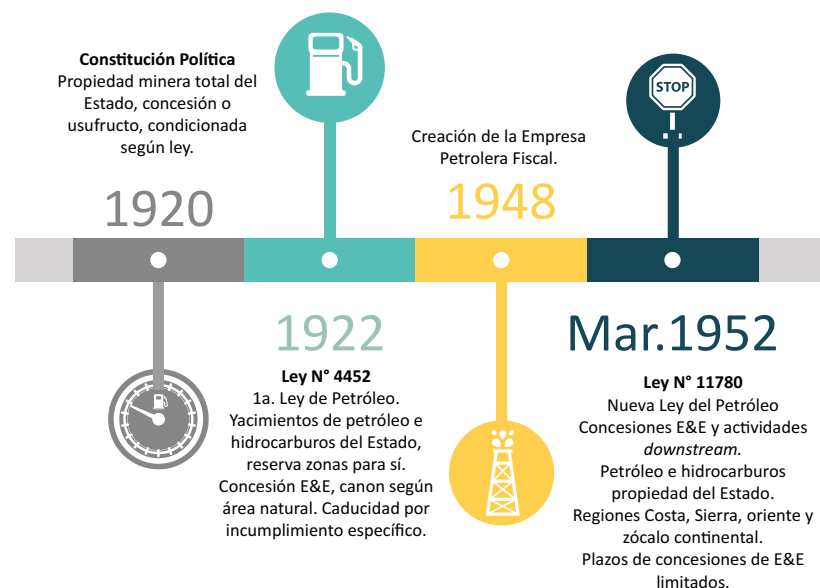
se modificó el contrato Modelo Perú mediante el Decreto Ley N° 22774¹⁸, que aprobó las Bases Generales para Contratos Petroleros en Operaciones de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Asimismo, se dispuso la sujeción de las empresas petroleras al régimen tributario común del IR por Decreto Ley N° 22775¹⁹, pero Petroperú mantuvo el pago de los impuestos a la importación y exportación.

Los años subsiguientes verían diversas modificaciones a las Bases Generales para los contratos²⁰, y la publicación de normas para otorgar exoneraciones y beneficios tributarios a la reinversión de empresas nacionales²¹. Estas fueron extendidas

durante el gobierno constitucional del arquitecto Fernando Belaúnde Terry a las empresas extranjeras²², y se eliminaron durante el gobierno siguiente.

El ingreso a la década de 1990 permitiría la promulgación de una nueva Constitución Política y la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) que rige hasta hoy con mínimas modificaciones. Además, vería la aplicación de políticas liberales y el camino hacia la privatización de gran parte de las empresas estatales, incluyendo diversos bienes de la empresa petrolera estatal. La **ilustración 3-3** muestra la línea de tiempo de las principales normas desde el gobierno militar de la década del setenta.

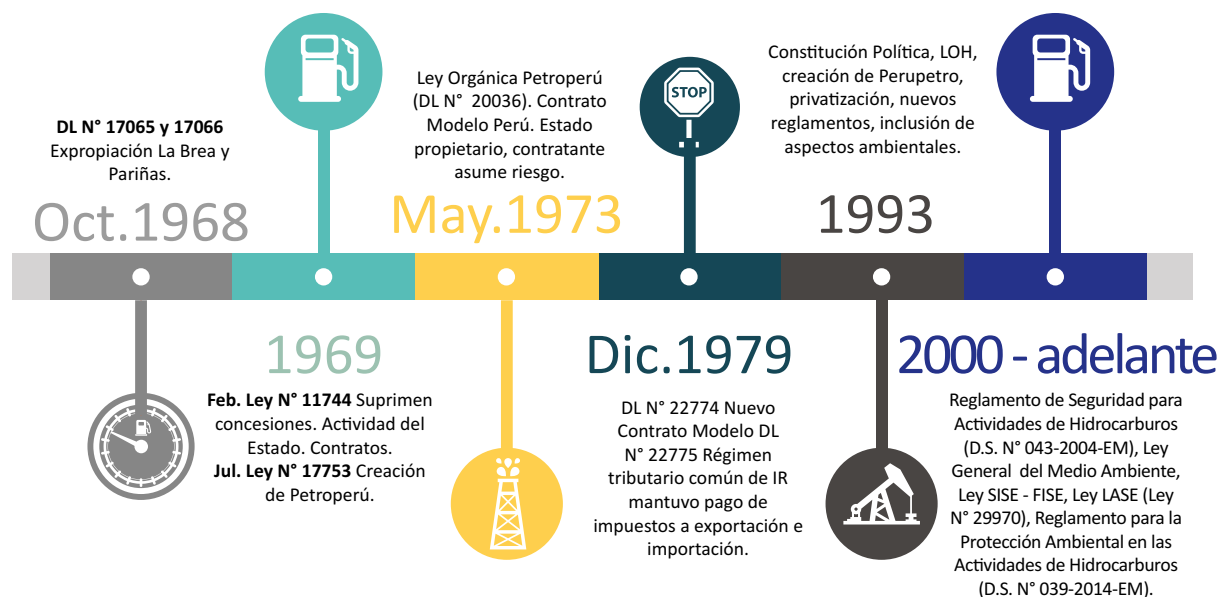
Ilustración 3-2 Línea de tiempo de la historia normativa de los hidrocarburos en el Perú (1901-1960)



Fuente: Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.



Ilustración 3-3 Línea de tiempo de la historia de los hidrocarburos en el Perú (1960-2014)



Fuente: Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

3.3. LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS

La década del noventa sería testigo de grandes cambios en la normativa de los hidrocarburos. En 1993 se aprobaría una nueva Constitución Política del Estado y la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH)²³ (con menores modificaciones sigue aplicándose hoy); se crearía Perupetro S.A.²⁴; se modificarían las competencias de la petrolera estatal²⁵ y se privatizarían diversos bienes de esta última; se promulgaría una serie de reglamentos destinados a regir los diversos aspectos de las actividades

de hidrocarburos; y se incluirían políticas ambientales en la normativa aplicable para las mismas. La LOH consolidaría el modelo contractual como forma de acceso a las actividades de exploración y explotación, regulando la posibilidad de celebrar contratos de licencia, de servicios y otros a consideración del MEM.

El **cuadro 3-1** muestra las principales normas mencionadas y los aspectos más saltantes de las mismas. Los alcances sobre la normativa actual serán materia del **capítulo 4** de este libro. Sin embargo, se pueden mencionar como normas

importantes de años posteriores la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente; el Reglamento de Seguridad para Actividades de Hidrocarburos (D.S. N° 043-2004-EM); el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (D.S. N° 039-2014-EM); así como la normativa asociada a la seguridad energética, la Ley N° 29852, que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE); y la Ley N° 29970, que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico del sur del país, también llamada Ley LASE.

Cuadro 3-1 Principales normas en la historia de los hidrocarburos en el Perú

Norma	Característica
Reglamento y Estatuto Provisional de 1821	Reconoce la validez de la aplicación de la normativa colonial en la República, siempre que no se oponga a la independencia del país.
Ley de 1873	- Régimen de denuncios para la explotación del carbón de piedra y petróleo. - Cateo y denuncios libres para ciudadanos nacionales y extranjeros. - Reglas para terrenos por tipo de propietario. - Pago por valor de la superficie de terrenos comunales y particulares, previa tasación.
Ley de Minas de 1877	- Estado propietario de recursos minerales. - Impuesto de superficie fijo en S/. 15 semestrales por pertenencia minera. - Impuesto impago implicaba pérdida de pertenencia.
1er. Código de Minería (1900)	- Carbón y petróleo siguen considerados como minerales industrializables. - Deroga las normas anteriores de derecho minero, salvo excepciones que no se oponían al Código. - Pertenencias cuadradas con lado de 200 m. - Impuesto anual de S/. 30 por pertenencia. - Más flexible en caso de no pago.
Ley N° 4452 (1922)	- Estado propietario de petróleo e hidrocarburos. Estado puede otorgar concesiones. - Define plazos de concesiones, así como la extensión de las pertenencias y lotes de exploración según región natural (Costa, Sierra y montaña). - Causales de caducidad de concesiones explícitas. - Define un canon por superficie y por producción.
Ley N° 11780, Ley de Petróleo (1952)	- Mantuvo sistema de concesiones y lo extendió a actividades del <i>downstream</i> . - Mantuvo la propiedad del Estado del petróleo e hidrocarburos. - Incorpora el zócalo continental como región natural para concesiones. Divide el territorio en Costa, Sierra, oriente y zócalo. - Limita plazo de concesión de explotación según región natural y se incrementaron los plazos de las de exploraciones. - Redefine extensión superficial de concesiones. - Nuevo régimen de canon. Elimina canon de producción. - Concesión sujeta a pago único por hectárea o fracción, así como pago del IR sobre utilidad neta.
Decreto Ley N° 17440 (1969)	- Suprime sistema de concesiones petroleras. - Actividades de hidrocarburos ejecutadas principalmente por el Estado. - Respeto derechos adquiridos. Acceso a la exploración, explotación, prospectiva y manufactura mediante contratos con el MEM (Modelo Perú). - Industria y comercio de hidrocarburos constituyen servicio público.
Decreto Ley N° 17753 (1969)	Crea Petroperú en sustitución de la Empresa Petrolera Fiscal.
Decreto Ley N° 20036 (1973)	Ley Orgánica de Petroperú. Empresa que realiza gestión empresarial del Estado en la industria y comercio de petróleo, hidrocarburos análogos y sus derivados, y en la petroquímica básica.
Decreto Ley N° 22774 (1979)	Aprobó las Bases Generales para Contratos Petroleros en Operaciones de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (modifican Modelo Perú).
Decreto Ley N° 22775 (1979)	Empresas petroleras sujetas a régimen común de IR. Petroperú mantenía pago de impuestos a importación y exportación.
Ley N° 26221, LOH	Consolida el modelo contractual como forma de acceso a las actividades de exploración y explotación, regulando la posibilidad de celebrar contratos de licencia, servicios y otros a consideración del MEM.
Ley N° 26223 y N° 26224	Crea Perupetro y disposición de privatización de activos de Petroperú, respectivamente.

Fuente: GFHL – Osinergmin. Elaboración: OEE – Osinergmin.

3.4. EL CAMINO DE LOS HIDROCARBUROS

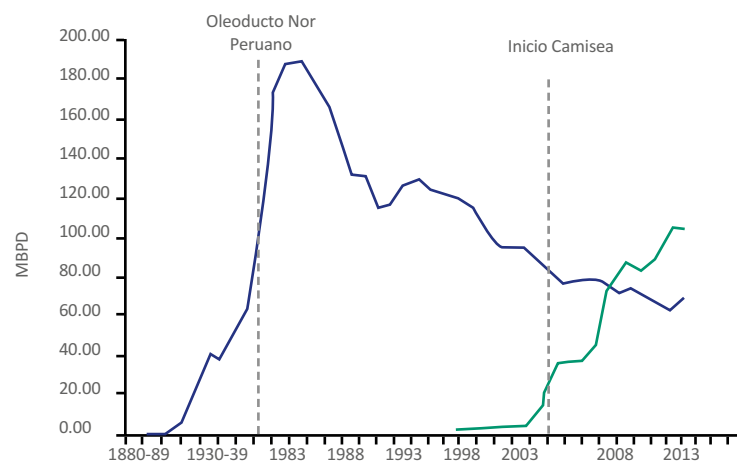
La existencia de hidrocarburos en el Perú se conoce, como se menciona más adelante, desde antes de la Colonia. Desde las últimas décadas del siglo XIX creció sistemáticamente hasta la década de 1980. Luego, con la llegada del Proyecto Camisea hubo cambios, el consecuente incremento de la producción de LGN y la caída en el descubrimiento de nuevas reservas de petróleo (ver **gráfico 3-1**).

Desde tiempos inmemoriales se ha extraído brea en diversos lugares del Perú (La Breita y La Brea en Piura, Lobos de Tierra en Lambayeque, La Brea de Chumpi y otras áreas de Junín y Puno). El más importante de todos estos depósitos fue el de La Brea, situado a 18 km al este de Negritos (provincia de Talara), al pie de los cerros Amotape. En este lugar se acumularon grandes cantidades del producto, consecuencia de la evaporación natural del petróleo²⁶. Otra de las zonas donde había petróleo más ligero era la quebrada Copé, afluente de la quebrada de Tusillal en la región de Zorritos. Los lugareños explotaron el “copé” (así se llamaba en ese entonces a la brea) y lo usaron, principalmente, en la impermeabilización de los receptáculos de barro y en el embalsamamiento de las momias, entre otros.

Durante la Colonia, la explotación fue aún más activa, pues el calafateo de las embarcaciones consumía este producto hasta que los depósitos se agotaban. Sin embargo, la demanda no fue importante hasta que comenzó a usarse el querosene para alumbrado, que llegó de Estados Unidos en 1861 en un barril. En 1862, apenas cinco años después de que el



Gráfico 3-1
Evolución de la producción de petróleo y LGN desde 1880 a 2014



Nota. Hasta 1979 se muestra el promedio en MBPD de cada década. A partir de 1980, se muestra la producción anual.

Fuentes: INEI y DGH del MEM. Elaboración: OEE - Osinermin.

Coronel Drake lo hiciera en Estados Unidos, un escocés de apellido Farrier excavó en la quebrada de Tusillal y encontró acumulación de petróleo en pequeñas cantidades. Al año siguiente, A. E. Prentice comenzó a perforar en el mismo lugar el primer pozo petrolero peruano y del continente sudamericano.

El 2 de noviembre de 1863 se perforó un pozo similar al de Drake (85 pies) y se encontró aceite liviano. Poco tiempo después se constituyó la Compañía Peruana de Petróleo y en 1865 ya se realizaban perforaciones de pozos con tubos de acero. Al año siguiente se llegó a producir 480 barriles por día en tres pozos. En 1871 se hizo la primera refinería a orillas del río Tumbes. En 1874 se iniciaron trabajos de explotación en la región de Negritos. Para exportar el producto se habilitó la caleta de Talara y se construyeron instalaciones necesarias para

el almacenaje y el embarque del petróleo. La guerra con Chile detuvo el desarrollo de este proyecto, que se retomó después de la firma del Tratado de Ancón.

En 1889, los nuevos condóminos hicieron un contrato de arriendo con la London & Pacific Petroleum. En 1875, la Compañía Corocoro encontró petróleo en el lago Titicaca (Puno), a 122 metros de profundidad. En 1905, la Titicaca Oil Company inició su explotación.

La refinación de petróleo comenzó propiamente en el Perú con la puesta en funcionamiento de la refinería de Talara²⁷ en 1917. La empresa International Petroleum Company instaló cuatro alambiques de destilación con una capacidad de producción de 10 000 barriles diarios de petróleo crudo. Ya por 1922, en la parte norte del país, existían tres

empresas: Lobitos Oilfield Ltd., International Petroleum Company (IPC) y Establecimiento Industrial de Petróleo (se convertiría más adelante en la Empresa Petrolera Fiscal). Con el tiempo, la refinería de Talara pasó por diversas etapas de crecimiento y modernización (ver **cuadro 3-2**)²⁸.

Cuadro 3-2
Crecimiento y modernización de la refinería de Talara

Año	Etapas
1926	Instalación de cuatro unidades de craqueo térmico.
1929	Instalación de la planta de destilación de lubricantes.
1938	Construcción de planta de asfaltos.
1954	Inicio de operaciones de la Unidad de Destilación Primaria (UDP) con capacidad de 45 MBPD.
1967	Se amplía UDP a 62 MBPD.
1975	Instalación del Complejo de Craqueo Catalítico (Unidad de Destilación al Vacío y Unidad de Craqueo Catalítico).
1995	Entró en operación el actual muelle de carga líquido, instalación de gran importancia para la salida de productos al mercado nacional e internacional.
2003	Se puso en marcha el reemplazo de equipos y mejora de la UDP mediante la instalación de la desaladora de crudo, el reemplazo del horno y la modernización del sistema de instrumentación.

Fuente: Petroperú. Elaboración: OEE - Osinermin.

Además de los campos petroleros del noroeste, se realizaron descubrimientos en la Selva central, cerca de Pucallpa. Hubo también hallazgos en Ganso Azul, Contamana (Loreto) en 1938. La Ley N° 11780, aprobada en el gobierno de Manuel Arturo Odría Amoretti, permitió el inicio de la exploración del zócalo continental, en 1956. Se perforó el primer pozo *off shore* en 1959 en Negritos por iniciativa de la Belco Petroleum Co. y la Peruvian Pacific Petroleum Co. Previamente, en 1957, en Maquíá (Loreto), se realizaron hallazgos gracias a la participación de las empresas Petrolera Ganso Azul y Petrolera El Oriente.

La Empresa Petrolera Fiscal puso en servicio en 1967 la refinería La Pampilla con capacidad de destilación de crudo de 20 000 barriles por día. Fue la primera en contar con unidades de craqueo catalítico y reformación catalítica para la obtención de gasolinas de alto octanaje. En 1970, el gobierno militar aprobó una nueva ley²⁹ destinada a estimular la exploración petrolera, en particular en

la región amazónica. El gobierno involucró a la nueva empresa estatal Petroperú, asignándole diversos lotes de exploración.

El hallazgo de petróleo en el primer pozo perforado por Petroperú, en Capirona (cuenca del Corrientes), seguido de aquellos de la Occidental Petroleum en el pozo Capahuari X1, ubicado al norte, desataron una fiebre que atrajo a numerosas empresas. Ver **cuadro 3-3**.

La mayor producción histórica de petróleo crudo en el país se logró en los primeros años de la década de 1980, producto de los hallazgos en la Selva norte. Sin embargo, tal como se aprecia en el **gráfico 3-2**, hasta el momento no se han realizado descubrimientos tan importantes como los de aquella época.

En 1977 entró en operación comercial el Oleoducto Nor Peruano y en 1979 la producción de petróleo se incrementó sustancialmente. En este año se inició

un estancamiento que coincide con la revolución iraní y la consecuente guerra entre Irán e Irak. Más adelante, la caída de la actividad económica asociada al no pago de la deuda externa y las políticas heterodoxas, coincidieron con la reducción de la producción de petróleo que duró hasta la guerra del Golfo Pérsico de 1991. Cabe señalar que el precio del petróleo no subió considerablemente, a pesar de que este conflicto se desarrolló en medio de los principales países productores de petróleo.

Durante la década de 1990, luego de la reforma del sector con la LOH, la producción de petróleo continuó disminuyendo. Dicha caída fue ligeramente compensada con el inicio de la producción de LGN en 1997, que aumentó de manera importante con el inicio del Proyecto Camisea (2004). Cabe notar la reducción de la producción de petróleo mientras el precio subía o bajaba. La crisis mundial de 2008, asociada a las hipotecas *subprime*, no afectó la tendencia en la producción del crudo ni del LGN.

Cuadro 3-3
Pozos perforados, producción de petróleo acumulada por zonas 2014

Zona	Año de inicio de actividades	N° de pozos activos	N° de pozos inactivos ¹	N° de pozos abandonados ²	Total de pozos	Producción de petróleo acumulada MBLs
Costa norte	1863	5 160	556	7 762	13 478	1 208 308
Zócalo	1955	729	11	790	1 530	365 539
Selva	1939	325	153	272	750	1 057 867
Sierra	1906	0	0	32	32	287
Total		6 214	720	8 856	15 790	2 632 000

Notas.

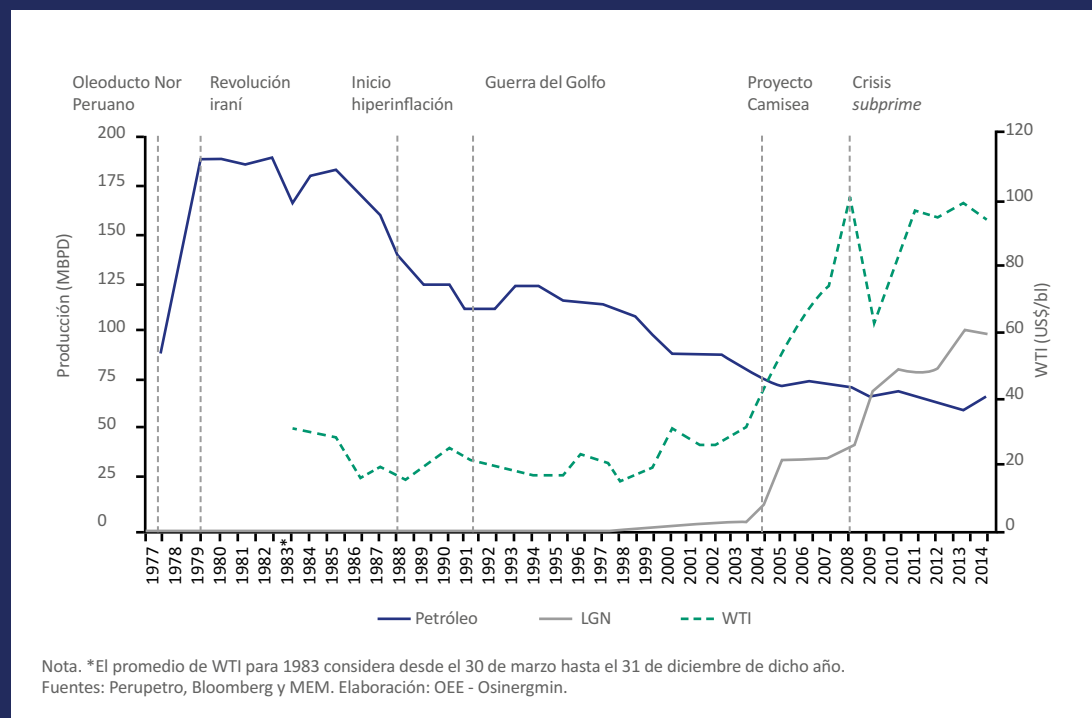
1) Pozos sin producir por problemas de pozo o equipos.

2) Las cifras de los pozos abandonados es estimada por las áreas (lotes) no asignadas.

Fuentes: DGH- MEM; complementado con estudios de pozos abandonados Perupetro 2002. Elaboración: GFHL - Osinermin.



Gráfico 3-2 Producción promedio diario de petróleo y LGN desde 1977 hasta 2014



196 MBPD fue la mayor producción histórica de petróleo en el Perú en 1980.

59 MBPD fue la producción de petróleo crudo en el Perú entre enero y mayo de 2015.

1997 fue el año de inicio de la producción de LGN en el Perú.

173 MBPD fue la producción de condensados y LGN en 2014.



A la fecha, la producción de petróleo crudo en el Perú está en 59 000 barriles por día (enero-mayo 2015). Sin embargo, la de los condensados y LGN producidos por los lotes de Camisea ha logrado que los hidrocarburos líquidos se incrementen, alcanzando un promedio diario de hasta 173 000 barriles por día en 2014.

Hoy existen 42 lotes asignados a la exploración petrolera y 24 están en la etapa de explotación. Del total, hay 29 en exploración y uno en explotación con obligaciones paradas por situaciones de fuerza mayor³⁰.

3.4. ENTRA EN JUEGO EL GLP

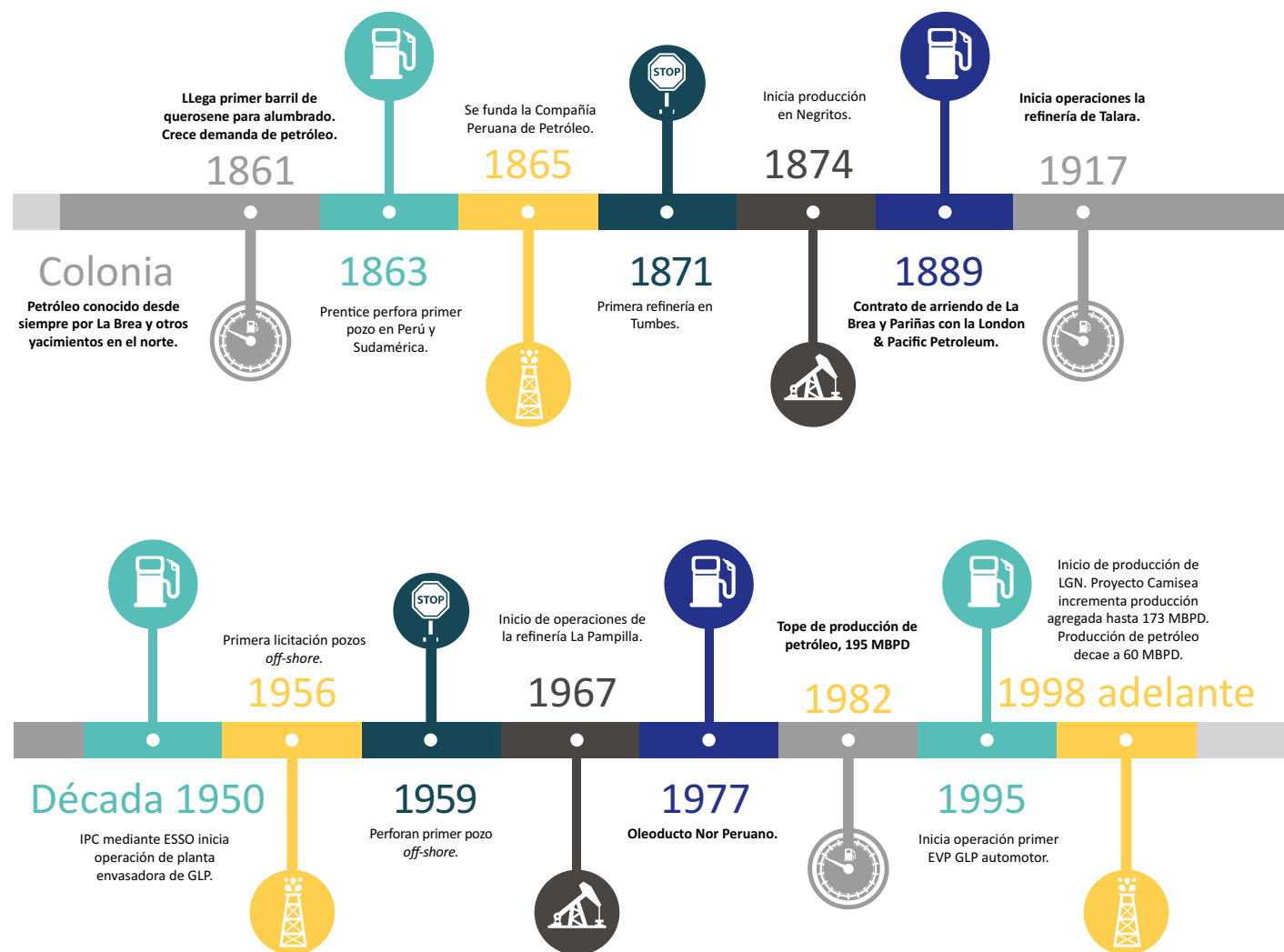
La comercialización de gas licuado de Petróleo (GLP) en cilindros para el uso doméstico se inicia en la década de 1950 mediante la primera planta envasadora de GLP instalada por la International Petroleum Company, operada por su empresa ESSO y posteriormente por la Compañía Peruana de Gas. Esta última empresa incursionó también en la comercialización de artefactos a GLP mediante Solgas Artefactos. Al principio, se centraba únicamente en Lima y El Callao. El GLP era suministrado por la refinera de Talara, la cual contaba con esferas de almacenamiento para su transporte por vía marítima a una planta de abastecimiento en la provincia constitucional. De allí, a su vez, se abastecía por ducto a la planta envasadora que se ubicaba en la Av. Contralmirante Mora (El Callao). Luego surgieron otras plantas envasadoras de GLP en Lima, Piura, Chiclayo, Trujillo y Arequipa. Así, se diversificó la oferta de abastecimiento de este hidrocarburo.

La comercialización de GLP doméstico comienza en la década de 1950, suministrado por la refinera de Talara. En 1995 se inició la operación del primer establecimiento de venta al público de GLP automotor.

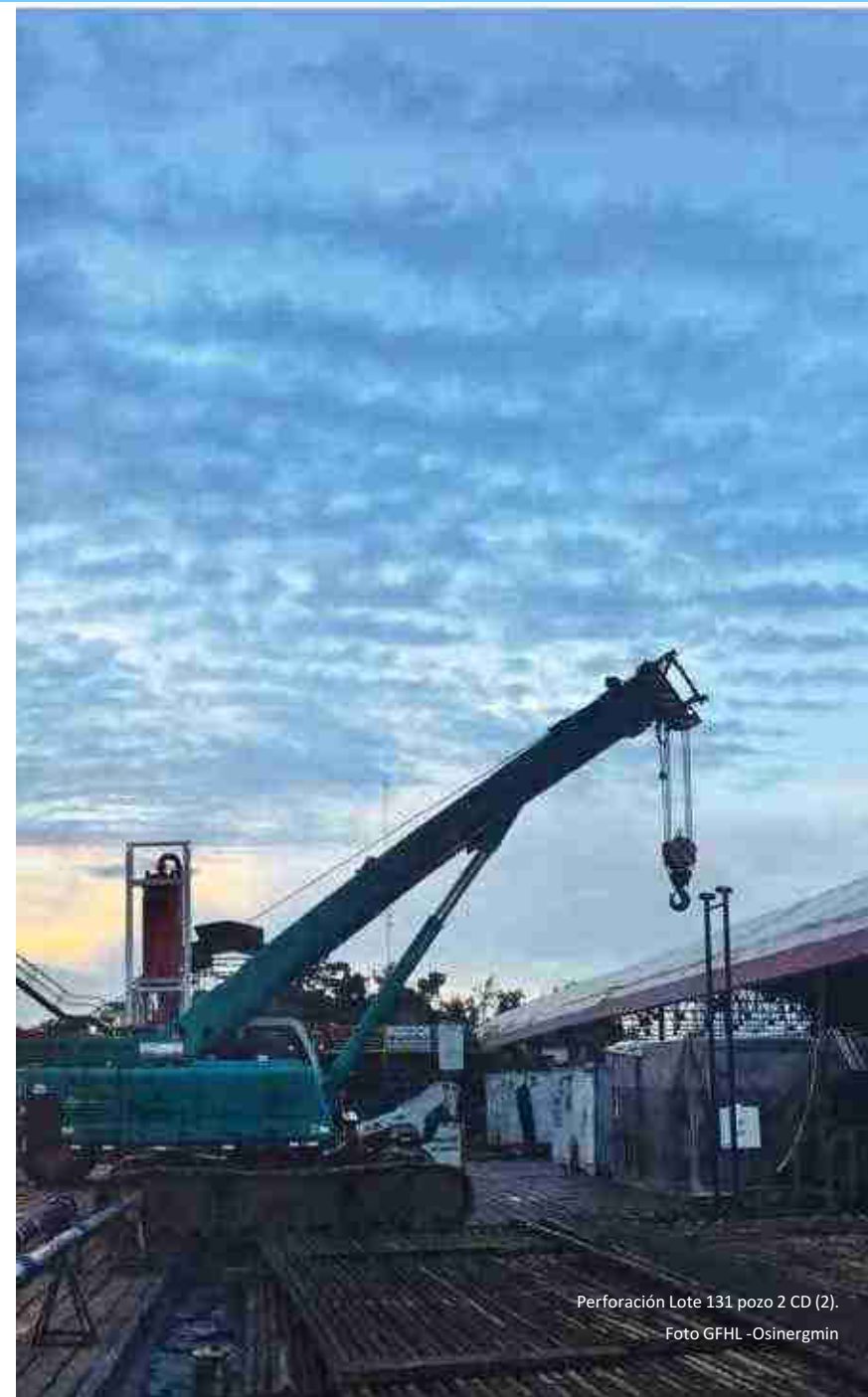
En 1992 se privatizó la Compañía Peruana de Gas y se establecieron nuevas disposiciones para la comercialización de cilindros para GLP: las empresas envasadoras eran responsables por el mantenimiento de los cilindros de su propiedad y de los marcados con su rótulo. En la actualidad, el GLP envasado en cilindros es utilizado por aproximadamente 80% de las familias peruanas y existen cerca de 110 plantas envasadoras instaladas a lo largo de todo el territorio nacional. La Asociación de Plantas Envasadoras de Gas del Perú y la Corporación Peruana de Plantas Envasadoras son dos entidades que, a la fecha, representan a varias empresas del rubro. En 1995 se inició la operación del primer establecimiento de venta al público (EVP) de GLP automotor (gasocentro) en la Av. Huaylas en Chorrillos. A diciembre de 2014 hay 840 gasocentros³¹ que comercializan este combustible. Para más detalles ver ilustración 3-4.



Ilustración 3-4 Línea de tiempo de la historia de los hidrocarburos en el Perú (1821-2014)



Fuente: Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.



Perforación Lote 131 pozo 2 CD (2).
Foto GFHL -Osinergmin



ROL EMPRESARIAL DEL ESTADO

Antes de las reformas del Consenso de Washington en los noventa, el Estado tuvo una actividad empresarial importante. Sin embargo, los resultados no fueron muy alentadores y por ello se inclinó el sistema económico a una participación del Estado más asociada a la regulación y a brindar las reglas del juego bajo las que se desarrolla la actividad privada. El rol empresarial del Estado puede ser positivo para la actividad económica siempre y cuando se delimiten bien sus alcances, se brinde la adecuada independencia e incentivos de gobierno corporativo para evitar la captura política de las decisiones y se haga atractivo el estado como espacio de desarrollo laboral para que los mejores profesionales trabajen en él.

*Ing. César Antonio Sánchez Modena,
Miembro del Consejo Directivo de
Osinergmin.*





04

MARCO REGULATORIO

HISTORIA Y EVOLUCIÓN



Marco regulatorio Historia y evolución

En el capítulo anterior tratamos la evolución normativa que establece las reglas para las actividades de hidrocarburos desde el inicio de la República hasta la promulgación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221. Ahora describiremos con detalle el marco regulatorio vigente e incluiremos una breve descripción del marco institucional, en el cual se encuentra inmerso el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Osinergmin.



MARCO REGULATORIO

Historia y evolución

En el subsector hidrocarburos líquidos, las transacciones corresponden principalmente a mercados de competencia. Nuestra contribución apunta a mejorar condiciones para que las actividades se realicen adecuadamente y que la infraestructura tenga las garantías que la industria requiere.

El Glosario del Subsector Hidrocarburos¹ define normativamente a las actividades de hidrocarburos como aquellas empresas autorizadas que se dedican a la exploración, explotación, procesamiento, refinación, almacenamiento, transporte o distribución, además de las actividades de comercialización. Así, comprende tanto las operaciones *upstream* (río arriba) como *downstream* (río abajo).

Existen dos tipos de regulación que se aplican en el sub sector hidrocarburos líquidos. La primera es la económica, que incluye los derechos de propiedad de los hidrocarburos y la regulación de precios (para ciertas actividades). La segunda es la social, formada por normas específicas que regulan aspectos aplicables para el desarrollo de las actividades de hidrocarburos, como la seguridad industrial, regulación de la calidad, seguridad energética y protección a poblaciones vulnerables, regulación ambiental (certificación ambiental) y cultural (consulta previa a pueblos indígenas u originarios y participación ciudadana).

En el marco institucional, la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) establece competencias

definidas para el Ministerio de Energía y Minas (MEM), encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del sector, así como de dictar las demás normas pertinentes²; para el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), encargado de fiscalizar los aspectos legales y técnicos de las actividades de hidrocarburos en el país³; y para Perupetro S.A., empresa estatal de derecho privado que promueve la inversión en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, negocia, celebra y supervisa (en calidad de contratante) los contratos establecidos por la LOH⁴, entre otros.

4.1. REGLAS GENERALES DEL SECTOR

Las reformas de la década de 1990 generaron cambios en la estructura del Estado y dieron un nuevo marco al funcionamiento de la economía peruana. Como se señaló en el capítulo 3, la Constitución de 1993 formó parte de estas reformas: establece que los recursos naturales, renovables y no renovables son patrimonio de la Nación, siendo el Estado soberano en su aprovechamiento⁵. Igualmente, dispone que por ley orgánica se fijen las condiciones de su

uso y otorgamiento a particulares. El gráfico 4-1 muestra las leyes a partir de las cuales se conforma toda la normativa del sub sector de hidrocarburos líquidos, teniendo como base la LOH. Como complemento, diversos reglamentos aprobados a partir de su entrada en vigencia establecen los aspectos técnicos, ambientales, de seguridad y comercialización para sus diversas actividades. Una mención a los principales instrumentos reglamentarios puede apreciarse en el cuadro A.4-1 del anexo digital.

La LOH, Ley N° 26221 y modificatorias, contemplan las reglas generales para todas las actividades de hidrocarburos en el país y establecen como principio que el Estado las promueve sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica, con la finalidad de lograr el bienestar del ser humano y el desarrollo nacional⁶. Señalan también que las actividades y los precios relacionados con el petróleo crudo y sus productos derivados se rigen por las reglas de la oferta y demanda⁷, con la excepción de que se fijan tarifas para la actividad de transporte de hidrocarburos por ductos⁸, así como precios máximos al consumidor en el caso del servicio de distribución de gas natural (GN) por red de ductos⁹.

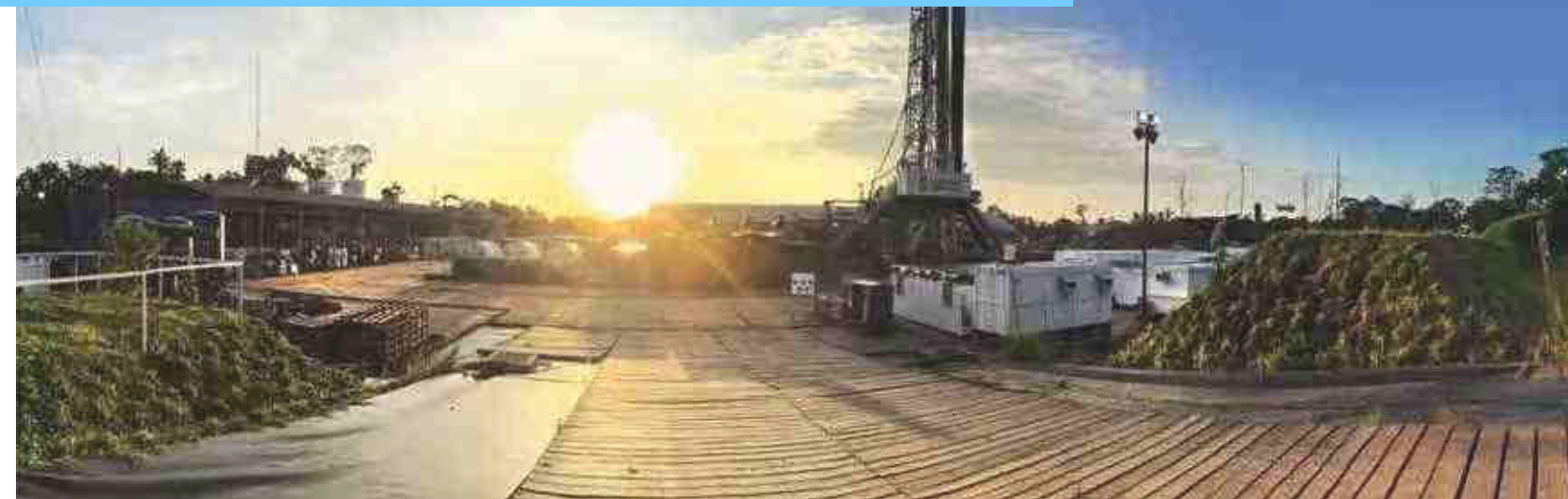
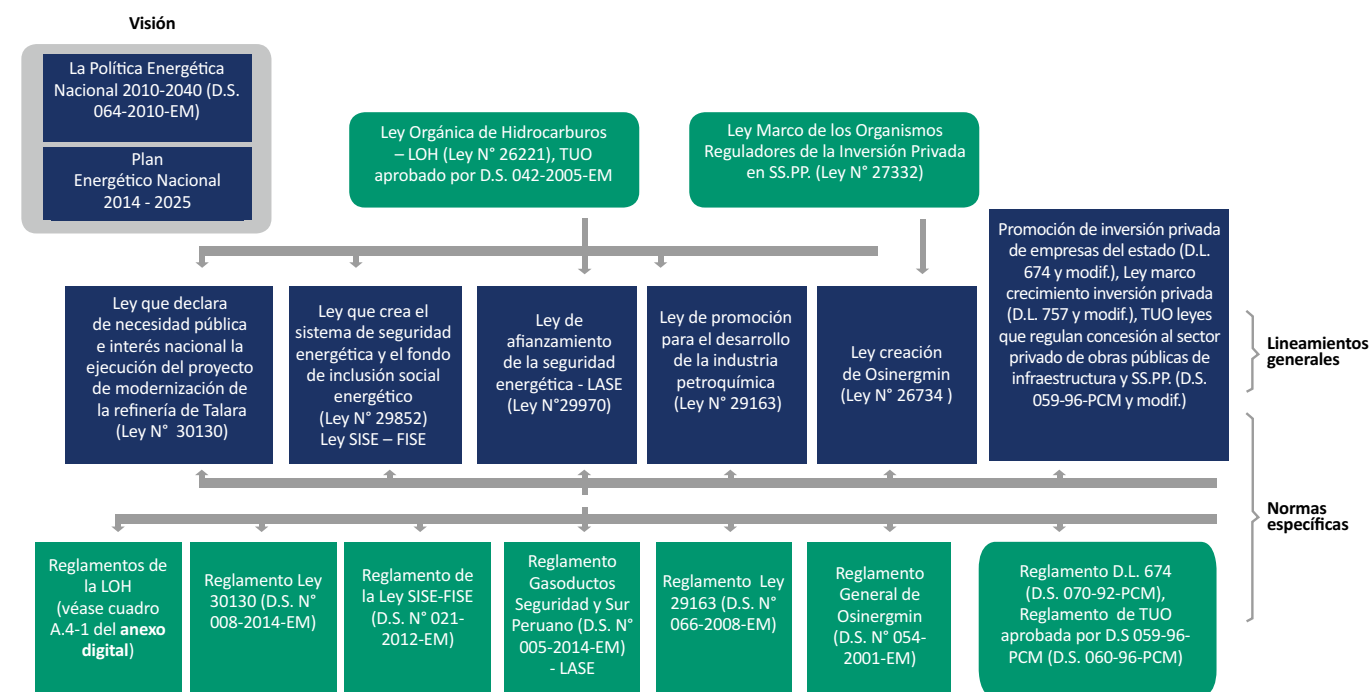


Gráfico 4-1 Principales instrumentos legislativos del subsector hidrocarburos líquidos



Fuentes: MEM y Osinergmin. Elaboración: OEE – Osinergmin.



Por otro lado, los instrumentos para acceder a la realización de actividades en el subsector dependen, sobre todo, del tipo de operación a realizar. En el caso de exploración y/o explotación (actividades del *upstream*) se requiere la suscripción de un contrato de exploración y explotación o de explotación con Perupetro S.A., ya sea de licencia, servicios u otros que autorice el MEM¹⁰.

Algunas actividades del *downstream* señaladas por la LOH, como el transporte de hidrocarburos por ductos y la distribución de GN por red de ductos, requieren de una concesión de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del MEM¹¹. Asimismo, las empresas que desean operar en actividades del *downstream*, deben contar previamente con inscripción en el Registro de Hidrocarburos (RH), cuya administración corresponde a Osinergmin¹² desde 2010, de acuerdo con lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 004-2010-EM¹³. Para mayor detalle del funcionamiento del RH, ver **acápito A.4-1 del anexo digital**.

En algunos casos, la normativa requiere también la obtención previa de informes técnicos favorables, certificados de supervisión e inspección¹⁴ y actas de verificación, según corresponda. Los primeros tienen la opinión técnica de Osinergmin sobre el proyecto de instalación o modificación de una instalación o establecimiento, en relación al cumplimiento de la reglamentación vigente del subsector hidrocarburos¹⁵.

4.2. REGULACIÓN ECONÓMICA DE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN EL PERÚ

La regulación económica comprende los

derechos de propiedad de los hidrocarburos y la regulación de precios.

a. Régimen de propiedad de los hidrocarburos en el Perú

La LOH establece que los hidrocarburos *in situ* son propiedad del Estado, quien otorga a Perupetro S.A. el derecho de propiedad sobre lo extraído para poder celebrar contratos de exploración y explotación de los mismos.

• Contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos

La LOH establece que estos pueden asumir la forma de contratos de licencia, servicios u otras modalidades de contratación autorizadas por el MEM que, actualmente, no han sido considerados. Para los contratos de licencia, Perupetro S.A transfiere el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos a los licenciarios por el mérito del contrato, que deben pagar una regalía al Estado¹⁶ en función de la producción fiscalizada¹⁷. En los contratos de servicios, el contratista recibe una retribución¹⁸ también de acuerdo con la producción. Los contratos de licencia y de servicios se rigen por el derecho privado, pueden celebrarse ya sea por convocatoria o previa negociación directa, son aprobados por decreto supremo refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas (MEF) y MEM¹⁹, y solo pueden ser modificados por acuerdo de las partes.

En el caso de empresas extranjeras, se requiere que establezcan sucursal o constituyan una sociedad conforme a la Ley General de Sociedades, fijen domicilio en la capital de la República del Perú y nombren a un mandatario

de nacionalidad peruana para celebrar contratos. El proceso previo que permite la calificación de las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, para la suscripción de los contratos, se lleva a cabo por Perupetro S.A. en base al Reglamento de Calificación respectivo, aprobado por el MEM²⁰.

En los contratos, la fase de exploración tiene como plazo máximo siete años. En casos excepcionales se puede autorizar una extensión de hasta tres años, siempre que se cumplan determinados requisitos. La fase de explotación tiene como plazo máximo 30 años para el petróleo crudo y 40 años para el GN no asociado y condensados. En ambos casos, los contratos pueden extenderse a fin de incluir el periodo de retención²¹ contemplado. Los principales aspectos económicos y financieros que rigen los contratos se encuentran regulados en la LOH (ver el **listado A.4-1 del anexo digital**).

La LOH contempla causales específicas para la terminación del contrato²², la posibilidad de establecer el sometimiento de diferencias técnicas a comités técnicos de conciliación²³, así como la posibilidad de recurrir al arbitraje internacional en cualquier caso²⁴. Al terminar el plazo del contrato, los inmuebles, instalaciones de energía, campamentos, medios de comunicación, ductos y demás bienes de producción que permitan la continuación de las operaciones, pasan gratuitamente a poder del Estado, a menos que este no quiera.

A nivel reglamentario, hay que tomar en cuenta, entre otras, las siguientes normas vinculadas a la calificación de empresas

petroleras, la determinación de regalías y aspectos técnicos de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos (ver **cuadro 4-1**).

• Concesiones para actividades de hidrocarburos

A diferencia de la exploración y explotación, el acceso a actividades específicas del *downstream*, como el transporte de hidrocarburos por ductos y la distribución de GN por red de ductos, requiere del otorgamiento de concesiones por parte del MEM²⁵. La concesión es definida por el Glosario del Subsector Hidrocarburos como el “derecho que otorga el Estado a una persona natural o jurídica para prestar el servicio de transporte de hidrocarburos por ductos o de distribución de GN por red de ductos, incluyendo el derecho de utilizar los bienes de la concesión para la prestación de dicho servicio”²⁶.

Las reglas aplicables para el otorgamiento de la concesión, las obligaciones del concesionario, los plazos y características, la terminación

y caducidad de la condición, entre otros aspectos, se encuentran en los reglamentos aplicables a las actividades que requieren de dicho instrumento y sus modificatorias: el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por D.S. N° 081-2007-EM, y el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, cuyo Texto Único Ordenado fue aprobado por D.S. N° 040-2008-EM. En ambos casos, las concesiones se dan por periodos no menores de 20 años ni mayores de 60 años, incluyendo la prórroga²⁷. La cesión procede mediante procesos de licitación o concurso público, o por solicitud de parte²⁸.

b. Determinación de los precios en las actividades de hidrocarburos

Como se mencionó anteriormente, en el Perú no hay regulación económica de precios de los hidrocarburos líquidos. Los relacionados con el petróleo crudo y los productos derivados son precios de mercado, determinados por la oferta y la

La LOH establece que los hidrocarburos *in situ* son propiedad del Estado. En el Perú no hay regulación económica de precios de los hidrocarburos líquidos. No obstante, se ha establecido un esquema de estabilización de la variabilidad de los precios de los combustibles derivados del petróleo llamado FEPC y un mecanismo de transparencia del mercado con el PR.

demanda, excepto en el caso del transporte y distribución por ductos que sí están regulados. No obstante, se ha establecido un esquema de estabilización de la variabilidad de los precios de los combustibles derivados del petróleo llamado Fondo de Estabilización de los Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (FEPC), y un mecanismo de transparencia del mercado mediante el Precio de Referencia.

Con el propósito de ilustrar la formación de precios de los combustibles, en la **caja 4-1** se presentan los diferentes componentes, que desde el punto de vista teórico, se incluirían en el precio final. Es decir, se describe la contabilidad para llegar al precio del usuario final de los combustibles líquidos, gasohol 90 y GLP envasado.

c. Precios de Referencia

Los Precios de Referencia (PR) constituyen una medida de transparencia al otorgar a los usuarios valores referenciales con los cuales comparar los precios del mercado al nivel mayorista. Simulan un valor de mercado que refleja las variaciones de los precios internacionales de los combustibles líquidos en el mercado relevante, mediante operaciones eficientes de importación y/o exportación de combustibles (según sea el caso) para el mercado nacional. En la **caja 4-2** se explica con detalle cómo se obtienen.

Cuadro 4-1
Normas sobre calificación de empresas petroleras, determinación de regalías y aspectos técnicos de exploración y explotación de hidrocarburos

Reglamento	Etapa Norma de aprobación*
Reglamento de calificación de empresas petroleras	D.S. N° 030-2004-EM
Reglamento de garantía de estabilidad tributaria y normas tributarias de la LOH	D.S. N° 032-95-EM
Reglamento para la aplicación de la regalía y retribución en los contratos petroleros	D.S. N° 049-93-EM
Reglamento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos	D.S. N° 032-2004-EM

Notas. *En el presente cuadro, por efecto de simplificación, se indica únicamente la norma con la que se aprobó el reglamento respectivo, sin incluir las modificatorias o complementarias.
Fuente: MEM. Elaboración: GFHL-Osinergmin.



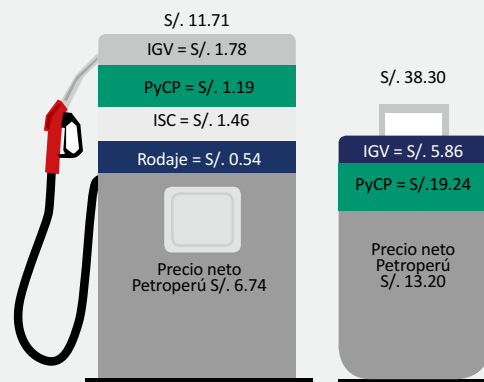
Contabilidad de los precios de los combustibles

El primer componente del precio del gasohol de 90 sería el de planta del país de origen y los componentes adicionales que conforman el valor FOB. Para hallar el Precio de Paridad de Importación se incorporaría el flete marítimo, las mermas, el seguro, el impuesto *ad valorem* (arancel), los gastos de importación (inspección, gastos de puerto y financieros), almacenamiento y despacho, así como los ajustes para cumplir con la calidad exigida por la normativa. Como se mencionó en el **capítulo 2**, el precio internacional explica una parte importante de los locales.

Los precios de los combustibles internos también son afectados por la política tributaria, la política comercial, los costos de transporte y la estructura de mercado (ver en **capítulo 1** las características económicas y técnicas de las actividades del sub sector hidrocarburos líquidos). En el caso de las gasolinas y gasoholes se aplica impuesto al rodaje (8%), Impuesto General a las Ventas (IGV, 18%) e Impuesto Selectivo al Consumo (ISC). A los diésel y los petróleos industriales se aplica IGV y ISC, mientras que al GLP, solo IGV.

Los costos de transporte, operación y mantenimiento, costos de oportunidad y la política comercial (márgenes de ganancia) constituyen adicionales que son aplicados en cada etapa de la cadena de valor y pueden constituir un componente importante del precio final. Asumiendo que el precio neto de la planta de Petroperú es equivalente al precio de paridad de importación, se puede describir la contabilidad de los precios de los combustibles mediante la siguiente ecuación:

Gráfico 4-2 Estructura del precio de gasohol de 90 octanos y balón de 10 kg de GLP (junio 2015)



En el caso del GLP, el precio neto corresponde al precio del productor, posteriormente el GLP continúa por la planta envasadora y el local de venta para finalmente llegar al consumidor final. El **gráfico 4-2** muestra la estructura del precio del gasohol de 90 octanos y del balón de 10 kg de GLP.

Notas.
C y PC = costos de transporte, operación y mantenimiento, costos de oportunidad y la política comercial netos de impuestos.
IGV = Impuesto General a las Ventas.
ISC = Impuesto Selectivo al Consumo.
Rodaje = Impuesto al Rodaje.
Fuente: MEM. Elaboración: OEE – Osinergmin.

$$\{[(P_{imp} \cdot (1+t))^m + ISC - C_1] \cdot (1+m_m) + C_2 \cdot (1+m_m)\} \cdot (1+IGV) = P_{pub}$$

Notas.
Pimp= Precio de importación = Precio neto Petroperú.
t = Impuesto al Rodaje.
m= CAPEX, OPEX y la retribución del capital del refinador.
ISC= Impuesto Selectivo al Consumo.
IGV= Impuesto General a las Ventas^a.
a C1= Costo neto de transporte desde la refinería al mayorista.
mM= CAPEX, OPEX y la retribución del capital del mayorista.
C2= Costo neto de transporte desde el mayorista al minorista.
mm= CAPEX, OPEX y la retribución del capital del minorista.
Ppub= Precio al público.

^a Debido a que el IGV se aplica a cada venta de bienes y servicios, se coloca al final de la ecuación.

¿Cómo se obtiene el Precio de Referencia?

Para el caso de los combustibles líquidos derivados de petróleo y biocombustibles, se considera como mercado relevante el de la Costa del Golfo de Estados Unidos (USGC); y para el caso del GLP, el de Mont Belvieu en Texas, Estados Unidos^a. Los marcadores considerados para el cálculo de los Precios de Referencia (PR) se muestran en el **cuadro 4-2** y están definidos en el numeral 3.4.1 del Artículo 3° de la Resolución Osinergmin N° 136-2011 OS/CD.

En los mercados relevantes, algunos productos no tienen las especificaciones de calidad exigida por las normas peruanas, por lo que la metodología de cálculo considera un ajuste por calidad. Estos se aplican en el octanaje de las gasolinas, la viscosidad del petróleo industrial, el número de cetano en el diésel y el contenido de azufre en el diésel y residual N° 6, entre otros.

El PR de los combustibles importados se calcula sumando el valor FOB en el mercado relevante, el ajuste por calidad, el flete marítimo, las mermas, el seguro, el impuesto *ad valorem* (arancel), los gastos de importación (inspección, gastos de puerto y financieros), almacenamiento y despacho. El PR de Exportación del GLP en Pisco (FOB Pisco) es un valor teórico igual al promedio del precio de los productos marcadores en el Mercado Relevante para la mezcla típica del Perú. El PR del GLP en Planta de Ventas El Callao - Marítimo se calcula adicionando al precio GLP FOB Pisco, el costo de transporte marítimo, gastos de recepción, almacenamiento, despacho más eficiente y otros, según corresponda, como se observa en la **ilustración 4-1**.

Cuadro 4-2 Marcadores considerados para el cálculo de los Precios de Referencia

Producto	Productos Marcadores
Gasolinas 97, 95 y 90 octanos (i)	CBOB 87, Unl 87, CBOB 93 y Unl 93
Gasolina 84 octanos (i)	CBOB 87 y Unl 87
Gasoholes 97, 95 y 90 octanos (i)	CBOB 87, Unl 87, CBOB 93, Unl 93 y etanol
Gasohol 84 octanos (i)	CBOB 87, Unl 87 y etanol
Diésel 2	N°2, ULSD
Diésel BX	N°2, ULSD, Biodiesel B100
Turbo	Jet/Kero 54
Gas Licuado de Petróleo (ii)	Propano y Butano
Petróleo Industrial N°6 y 500	N° 6 - 3,0%S (3% azufre)
Alcohol Carburante	Etanol
Biodiesel B100	Biodiesel B100

(i) Para cada gasolina y/o gasohol comercializado en el mercado peruano se realizará un ajuste de calidad por número de octano. (ii) Mercado de Mont Belvieu.
^aArtículo 3, Inciso 3.1, de la Resolución Osinergmin N° 136-2011, publicada el 14 de julio de 2011.
Fuente y elaboración: GART – Osinergmin.

Ilustración 4-1 Precios de Referencia de importación y exportación



Fuente y elaboración: GART – Osinergmin.



Perforación pozo 2 CD, Los Ángeles, Lote 131. Foto GFHL-Osinermin.

Beneficios de la estabilización de los precios de los combustibles

Gallardo et al. (2005) revisaron la literatura económica y encontraron que las fuertes variaciones de los precios de los combustibles pueden relacionarse a factores del funcionamiento de los mercados de abastecimiento y almacenamiento de los combustibles. Asimismo, que los cambios de los precios internacionales tienen impacto a nivel micro y macroeconómico (economías pequeñas abiertas e importadoras de productos derivados del petróleo). Los precios internacionales de combustibles introducen un factor de riesgo a los ciudadanos y empresas, por lo que se justifica que el Estado intervenga para buscar una forma de suavizar el impacto de las fluctuaciones.

Los efectos microeconómicos están relacionados a la importancia del combustible en el presupuesto familiar o en los costos de las empresas, al grado de sensibilidad de la demanda de los combustibles de los agentes económicos frente a una variación del precio o del ingreso

(elasticidad) y a cuán adversos al riesgo son. De esta manera, Gallardo et al. (2005) describen que si los combustibles forman una alta proporción del gasto, ante incrementos del ingreso, el consumo aumenta en mayor proporción (alta sensibilidad); y ante aumentos del precio, la caída del consumo es menor (baja sensibilidad) y los agentes económicos son adversos al riesgo, entonces la estabilización de precios será vista de manera favorable. Adicionalmente, los referidos autores indican que el análisis de los efectos de la volatilidad de precios debe incluir el aspecto dinámico del consumo. Refieren el estudio de Federico et al. (2001), en el que se sugiere que los agentes económicos pueden tener costos adicionales al cambiar sus planes de consumo y costos de producción ante variaciones en los precios de los combustibles. Esto se relacionaría con el aspecto a corto y largo plazo de la demanda de combustibles mencionada en el capítulo 1.

A nivel macroeconómico, los impactos agregados de un alza del precio del petróleo

en los consumidores y empresas afectan la producción de bienes al aumentar los costos; y mediante la inflación y la rigidez de los salarios a la baja se genera desempleo que perjudica la demanda agregada. Por otro lado, Hamilton (2000) argumentó que las alzas del precio del petróleo provocarían incertidumbre a corto plazo en los agentes, haciendo que pospongan sus decisiones económicas en activos durables (Gallardo et al. 2005:52). Asimismo, si el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) responde al referido aumento de la inflación endureciendo su política monetaria, puede mermar la actividad económica.

En las economías descritas en el párrafo anterior, los consumidores desean protegerse mediante algún mecanismo de cobertura de riesgos o requieren resguardo del Estado ante variaciones volátiles de los precios.

Actualización de la Banda de Precios y operación del FEPC

En el gráfico 4-3 se muestran los principales componentes del FEPC. En base a la evolución del Precio de Paridad de Exportación (PPI) se actualizan las BP objetivo, tanto el Límite Superior (LS) como el Límite Inferior (LI) para cada producto. Dependiendo de dónde se encuentre el PPI con respecto a la BP, se define un Factor de Compensación o de Aportación.

Por ejemplo, si la BP para un determinado producto se mantiene en un nivel por debajo del PPI, entonces el FEPC estará en la Zona de Compensación y, por lo tanto, el administrador definirá el Factor de Compensación ($FC = PPI - LS$) que se entregará a los agentes para que lo descuenten en sus facturas. Si la BP se mantiene en un nivel por encima del PPI, entonces el FEPC estará en la Zona de Aportación y, por lo tanto, el administrador definirá el Factor de Aportación ($FA = LI - PPI$), y se le exigirá a los agentes que lo incluyan en sus facturas como cargo adicional como aporte

al FEPC. Finalmente, si el PPI se mantiene entre el LS y el LI de la BP, entonces el FEPC estará en la Zona de Estabilidad y, por lo tanto, no se requiere ningún FA ni FC.

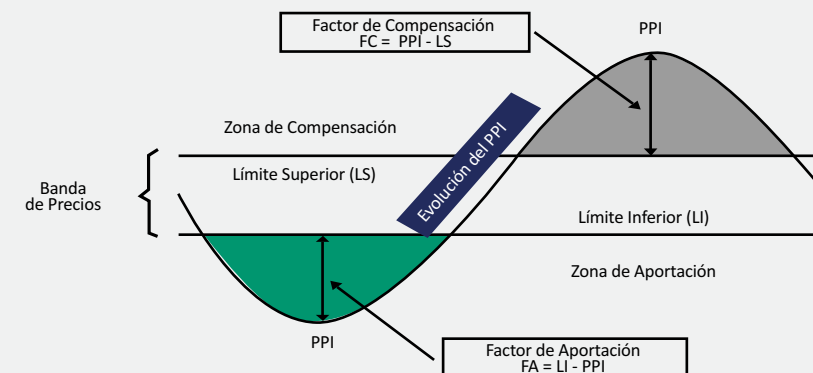
Para actualizar las bandas se consideran los PPI para los combustibles mencionados en el cuadro 4-2, exceptuando el caso del GLP envasado, donde se utiliza el PPI (propano y butano en proporción 60/40). Todos son precios netos, sin impuestos internos. Las bandas se definen para cada combustible. Tomando como referencia los precios finales al consumidor, se actualiza la BP:

- Cuando el PPI se encuentre en la Zona de Compensación, se iguala el LS de la BP con el PPI. Si esto implica un aumento del precio final del mes anterior mayor a 5%, se mueve la BP para que la subida sea de 5%. En el caso del GLP, se iguala el LS de la BP con el PPI, pero cuidando una variación del precio final de máximo 1.5%.

- Cuando el PPI se encuentre en la Zona de Aportación, se iguala el LI de la BP con el precio de paridad correspondiente. En el caso del PPI, si esta acción implica una caída del precio final del mes anterior mayor a 5%, se mueve el LI de la banda de manera que el precio final disminuya hasta 5%. En el caso del PPI, asociado al GLP, la variación no debe ser mayor a 1.5%.
- Si el PPI está 15% por encima o por debajo del LS o LI, respectivamente, el porcentaje de variación del precio final será 7%.
- Si la actualización de la BP implica una variación menor a lo señalado en los puntos previos, el cambio del LS y LI de la BP reflejará la variación completa. El precio de paridad coincidirá con el LS o LI, según corresponda. El ancho de la BP es de S/. 0.10 por galón, excepto para el GLP, cuyo ancho es de S/. 0.06 por kg.

Debido a la caída de los precios del petróleo durante 2014 y el presente año, mediante D.U. N° 001-2015, se estipularon las variaciones máximas de los precios al consumidor final asociadas a la actualización de la BP hasta junio de 2015. Asimismo, se estipuló que si el PPI se encontraba por encima de la BP, tanto esta como los márgenes comerciales utilizados para calcular el PPI, no serían actualizados. La Ley N°30334, que establece medidas para dinamizar la economía en 2015, prorrogó la vigencia del referido D.U. hasta diciembre de 2016. Actualmente, solo se determina BP para cuatro productos: GLP envasado, diésel B5 para uso vehicular, diésel B5 y petróleo industrial 6 para generación eléctrica en sistemas eléctricos aislados.

Gráfico 4-3
Diseño y operación del FEPC



Fuente y elaboración: GART - Osinermin.



d. Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles

Finalmente, el Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC) es un esquema de estabilización de los precios al usuario final, que tiene como objetivo reducir la alta volatilidad de los precios internos relacionada a la variación de los internacionales, lo que incrementaría el bienestar social (ver **caja 4-3** para una discusión de los beneficios de la estabilización de precios de combustibles).

El FEPC se creó mediante el Decreto de Urgencia N° 010-2004²⁹. Tiene vigencia permanente a partir del 1° de enero de 2013³⁰. Su patrimonio son los aportes y descuentos que los productores e importadores efectúan a los precios de los combustibles, según su posición en relación con la Banda de Precios (BP). Las funciones

de las diferentes entidades relacionadas al FEPC se muestran en el **cuadro 4-3**.

En 2010, el Poder Ejecutivo trasladó a Osinergmin la función de definir la BP de acuerdo con los criterios establecidos por el D.U. N° 010-2004 y demás normas modificatorias, reglamentarias y complementarias. Se mantuvo la idea de contar con una Comisión Consultiva para informarse sobre los cálculos hechos y, a la vez, conocer las medidas que pudiesen ser tomadas por el Estado para atenuar los impactos de los cambios en la BP. El procedimiento para la determinación de BP está definido en la Resolución Osinergmin N° 082-2012-OS/CD.

La actualización de la BP de cada uno de los productos incluidos en el FEPC se realiza cada dos meses o en distinto periodo si una norma lo dice expresamente (ver **caja 4-4** para mayor detalle). Osinergmin ejecuta la actualización e informa a la Comisión Consultiva, quien brinda su opinión no vinculante.

Cuadro 4-3
Marco institucional de administración del FEPC

Integrante	Función	Acción
Osinergmin	Administrativa	Determina y actualiza la BP.
MEM	Administrativa y liquidadora	Fija factores de aporte y compensación del FEPC y efectúa liquidaciones por operador.
MEF	Consultiva y financiera	Opina y proporciona recursos.
Empresas	Consultiva	Opinan.

Fuente: D.U. N° 010-2004. Elaboración: GART-Osinergmin.

4.3. REGULACION SOCIAL EN EL SECTOR HIDROCARBUROS

Diversos reglamentos del sector establecen las reglas técnicas, de seguridad y ambientales aplicables a las actividades de hidrocarburos. Cabe indicar que el sector cuenta con un Glosario, Siglas y Abreviaturas, una importante fuente normativa para sus actividades.

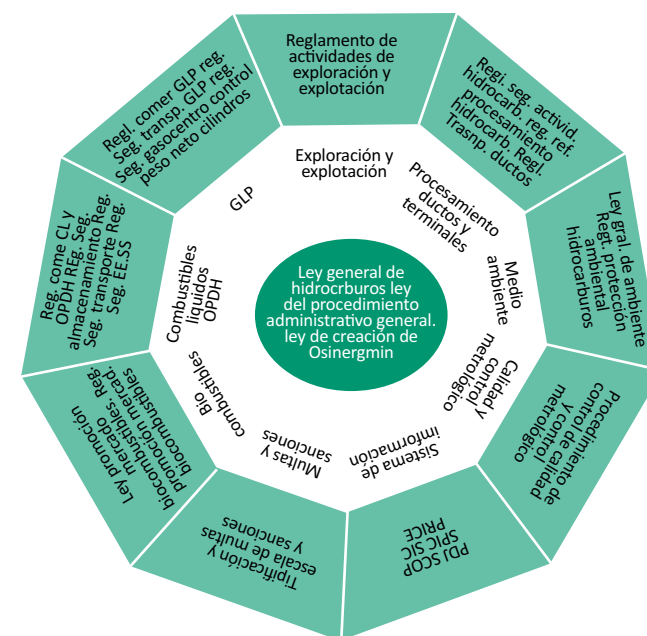
a. Regulación de la seguridad industrial, cantidad y calidad de los combustibles

En el **gráfico 4-3** se resumen los diferentes instrumentos de supervisión de Osinergmin en el subsector hidrocarburos líquidos. La identificación de la norma que aprueba los principales reglamentos aplicables al *upstream* y *downstream* de la industria se muestra en el **cuadro A.4-1** del **anexo digital**. La lista completa de los reglamentos, normas modificatorias y complementarias puede obtenerse en el portal electrónico de Osinergmin (www.osinergmin.gob.pe).

En el caso de la seguridad industrial, las diferentes áreas de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (GFHL) y Oficinas Regionales (OR) supervisan y fiscalizan el cumplimiento de la normativa, por ejemplo, las instalaciones de los locales de venta, estaciones de servicio, plantas de abastecimiento, pozos petroleros, su construcción, mantenimiento y operaciones, entre otros.

La regulación de la calidad que realiza Osinergmin incluye el control metrológico y de calidad. Mediante el metrológico se verifica que el expendio de combustibles brinde al consumidor la cantidad por la cual se está

Gráfico 4-4
Instrumentos de supervisión en el subsector de hidrocarburos líquidos



Fuente y elaboración: GFHL-Osinergmin.

pagando en las estaciones de servicio y grifos. En el caso del control de la calidad se pueden mencionar la supervisión del cumplimiento de los parámetros de punto de inflamación, contenido de FAME y contenido de azufre en el combustible diésel B5/diésel B5-S50, así como los parámetros de octanaje y porcentaje de volumen de etanol en las gasolinas/gasoholes.

b. Seguridad energética y protección de poblaciones vulnerables

Existen dos documentos que reflejan la visión del Perú sobre el sector energético. El primero es la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, aprobada mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM, que

consigna como uno de sus objetivos alcanzar la suficiencia de la infraestructura en toda la cadena de suministro de electricidad e hidrocarburos para asegurar el abastecimiento energético.

El segundo documento es el Plan Energético Nacional 2014 – 2025, elaborado por el MEM, que plantea un abastecimiento energético competitivo, seguridad y acceso universal a la energía, y desarrollar los recursos energéticos de manera sostenible. Para lograrlo es necesario, entre otros aspectos relevantes, la disminución de la importación de hidrocarburos mediante una red nacional de ductos y la sustitución de diésel por GN. Parte de esta red de ductos es el Gasoducto Sur Peruano.

Dentro de la estrategia para mejorar la seguridad energética del país se han promulgado varias normas, entre las que destacan la Ley N° 29852, que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético; y la Ley N° 29970, que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país. El Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) permitirá dotar de infraestructura para brindar seguridad al Sistema Energético (SE)³¹. Asimismo, para remunerar los costos de inversión y explotación de los proyectos que se encuentren comprendidos dentro del SE, se creó un cargo tarifario al transporte por ductos de productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos del GN³². Este será determinado por Osinergmin para cada proyecto que se encuentre comprendido dentro del SISE.

La Ley N° 29970 declaró de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país, basado en tres pilares: i) diversificar las fuentes energéticas; ii) reducir la dependencia externa; iii) incrementar la confiabilidad de la cadena de suministro de energía³³. Para aumentar la confiabilidad en la producción y transporte de energía, la Ley N° 29970 señala que se debe considerar los siguientes principios:

- Desconcentrar geográficamente la producción de energía.
- Lograr una mayor capacidad de producción con respecto a la demanda (margen de reserva).
- Explotar varias unidades de producción y/o usar combustibles alternativos en las unidades de producción.



- Adoptar diversos modos de transporte.
- Brindar redundancia en el modo de transporte.
- Interconectar los diversos modos de transporte.
- Incluir mayores almacenamientos de energía.
- Promover el uso eficiente y/o sostenible de las energías renovables.

Asimismo, la Ley N° 29970 extiende el beneficio del mecanismo de ingresos garantizados para aquellos proyectos de GN y LGN que permitan incrementar la seguridad energética del sector eléctrico³⁴. Para cubrir los ingresos de dichos proyectos se creó el Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE), adicional al peaje del

Sistema Principal de Transmisión que pagan los consumidores de electricidad del país. Al amparo de esta Ley se han entregado las concesiones del Nodo Energético en el Sur del Perú y el Sistema Integrado de Transporte.

c. Regulación ambiental

Las actividades de hidrocarburos se encuentran sujetas al cumplimiento de las normas ambientales. De acuerdo con el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos³⁵, toda persona natural o jurídica, de derecho público o privado, nacional o extranjera, que pretenda desarrollar un proyecto relacionado con las actividades de hidrocarburos, debe gestionar una certificación ambiental ante la autoridad ambiental competente³⁶. Esta implica el pronunciamiento de dicha autoridad sobre la viabilidad ambiental del proyecto en su integridad.

Si la autoridad competente aprueba el estudio sometido a su consideración, se entiende que la resolución aprobatoria constituye la certificación ambiental. Por otro lado, la inadmisibilidad, improcedencia, desaprobación o cualquier otra causa por la que no se obtenga o pierda la certificación ambiental, impide legalmente iniciar obras, ejecutar y continuar con el desarrollo de inversión bajo riesgo de que se apliquen las sanciones³⁷. Las autoridades ambientales competentes para la evaluación y revisión de los estudios ambientales e instrumentos de gestión ambiental complementarios en las actividades de hidrocarburos son:

- La Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) del MEM.
- Los gobiernos regionales, de acuerdo con las funciones transferidas en el marco del proceso de descentralización.
- El Servicio Nacional de Certificación Ambiental: evaluación y revisión de los Estudios de Impacto Ambiental Detallados (EIA-d), una vez que sean transferidos por el sector correspondiente³⁸.

Según el reglamento vigente, no requieren estudios ambientales las actividades de hidrocarburos que no generen impacto ambiental negativo y no comprendidas en el Anexo I del reglamento, así como en el Anexo 2 del Reglamento de la Ley del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental³⁹, sin perjuicio de que deben adoptarse las medidas necesarias para mitigar los impactos que puedan surgir⁴⁰. Asimismo, el Anexo 1 del reglamento contiene la categorización de las actividades de hidrocarburos y determina el estudio ambiental que corresponde a cada actividad⁴¹.

Recientemente ha sido aprobada la Ley N° 30327⁴², de promoción de las inversiones para el crecimiento económico y el desarrollo sostenible que, además de otras disposiciones, crea el procedimiento de Certificación Ambiental Global para incorporar progresivamente en un solo trámite administrativo los distintos títulos habilitantes relacionados. El órgano competente para emitirla será el Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (Senace). La referida Ley establece que en el plazo de 60 días hábiles desde su entrada en vigencia, el Ministerio del Ambiente y los sectores competentes deben promulgar el reglamento respectivo mediante decreto supremo⁴³. La regulación ambiental es llevada a cabo por el MEM y supervisada y fiscalizada por el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA).

d.Regulación cultural

Las actividades de hidrocarburos se encuentran sujetas al cumplimiento de la normativa vigente con respecto al proceso de consulta previa y la participación ciudadana.

• Participación ciudadana

En el caso específico de las actividades de hidrocarburos, el ejercicio del derecho a la participación es reconocido en el Reglamento de Participación Ciudadana para la Realización de Actividades de Hidrocarburos (D.S. N° 012-2008-EM) y los Lineamientos para la Participación Ciudadana en las Actividades de Hidrocarburos (R.M N° 571-2008-MEM/DM)⁴⁴. El proceso de participación ciudadana en el sector hidrocarburos incluye las etapas siguientes:

1. Participación ciudadana derivada de la negociación o concurso de contratos

de exploración o explotación de hidrocarburos, a cargo de Perupetro S.A.

2. Participación ciudadana durante la elaboración y evaluación de los estudios ambientales a cargo del titular del proyecto, incluyendo la participación de la Dirección General de Asuntos Ambientales y Energéticos del MEM.
3. Participación ciudadana posterior a la aprobación de los estudios ambientales, durante el ciclo de vida del proyecto, ejecución de las actividades aprobadas en los estudios ambientales sujeta a fiscalización del OEFA.

• Consulta previa

El contenido, los principios y el procedimiento del derecho a la consulta previa a los pueblos indígenas u originarios es desarrollado en la Ley N° 29785⁴⁵. Conforme al Artículo 2°, es el derecho de los pueblos indígenas u originarios a ser consultados previamente sobre las medidas legislativas o administrativas que afecten directamente sus derechos colectivos, existencia física, identidad cultural, calidad de vida o desarrollo. Además se debe preguntar sobre los planes, programas y proyectos de desarrollo nacional y regional que afecten directamente.

Asimismo, se establecen las etapas mínimas que deben cumplir las entidades estatales promotoras de la medida legislativa o administrativa⁴⁶ y que deben identificar, bajo responsabilidad, si esas propuestas tienen una relación directa con los derechos colectivos de los pueblos indígenas u originarios, de modo que, de ser así, se proceda a una consulta previa⁴⁷. En materia de hidrocarburos, la R.M N° 350-2012-MEM/DM definió procedimientos administrativos

Osinermin, en seguridad industrial, supervisa y fiscaliza y, en regulación de calidad, incluye el control metrológico. Asimismo, las actividades de hidrocarburos se encuentran sujetas al cumplimiento de la consulta previa y la participación ciudadana.

en los que corresponde realizar la consulta previa y la oportunidad en la que será analizada la entidad a cargo (ver **cuadro A.4-2** en el **anexo digital**).

4.4. MARCO INSTITUCIONAL PARA LA REGULACIÓN DEL SECTOR HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

Son diversas las entidades con competencia en materia de hidrocarburos. El arreglo institucional es importante pues determina el papel que tiene cada una en la regulación económica y social de un sector, lo cual incluye, en el caso del sector de hidrocarburos líquidos, seguridad y calidad. El **gráfico 4-5** muestra la estructura institucional del Estado en el sector de hidrocarburos.



Pozos inyectoros 1AB (Selva).
Foto GFHL-Osinermin.



a. Osinergmin

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) fue creado por Ley N° 26734, publicada el 31 de diciembre de 1996, para ser el organismo regulador, supervisor y fiscalizador de las actividades que desarrollan las personas jurídicas de derecho público interno o privado y las personas naturales, en los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería⁴⁸. Cuenta con personería jurídica de derecho público interno y autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera. Conforme al texto de la LOH, se encarga de fiscalizar los aspectos legales y técnicos de las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional⁴⁹. Para ello tiene como perspectiva los tres grupos de interés con los cuales interactúa todo organismo regulador y los objetivos generales para cada uno. Se muestran en el **gráfico 4-6**.

La Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo, Ley N° 29783⁵⁰, precisada por la Ley N° 29901⁵¹, dispuso la transferencia al Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo (MTPE) de las competencias de supervisión, fiscalización y sanción en materia de seguridad y salud en el trabajo en los subsectores minería, electricidad e hidrocarburos. Del mismo modo, las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental fueron transferidas al OEFA, en cumplimiento de la Ley N° 29325, los Decretos Supremos N° 001-2010-MINAM, N° 002-2011-MINAM y la Resolución de Consejo Directivo N° 001-2011-OEFA/CD.

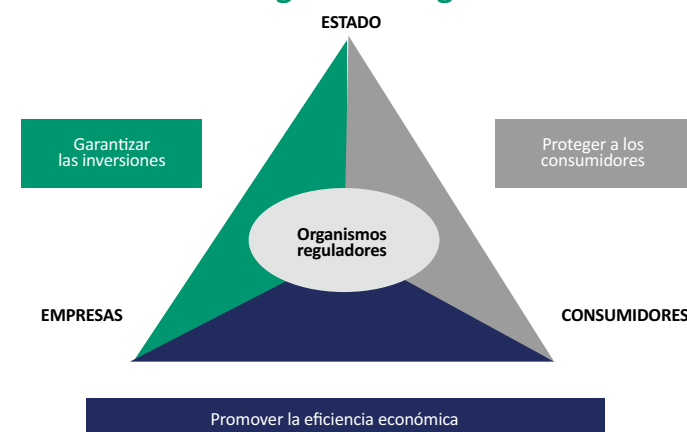
Conforme a su Reglamento General⁵², Osinergmin cuenta con funciones normativa, reguladora, supervisora, fiscalizadora y sancionadora, de solución de controversias y de reclamos de usuarios en el sector energía.

El **cuadro 4-4** presenta, de modo sucinto, el contenido principal de las funciones descritas en relación con las actividades de hidrocarburos.

Adicionalmente, Osinergmin administra, regula y simplifica el RH. Dicha actividad, previamente a cargo de la Dirección General de Hidrocarburos del MEM, le fue transferida en mayo de 2010, en virtud del Decreto Supremo N° 004-2010-EM⁵³.

El Decreto Supremo N° 007-2003-EM, modificado posteriormente por el Decreto Supremo N° 070-2010-EM, encarga a Osinergmin la publicación semanal de los precios referenciales de las gasolinas para uso automotor, gasoholes, diésel 2, diésel BX, querosene, turbo, GLP y petróleos industriales⁵⁴. En julio de 2011, en reemplazo

Gráfico 4-6 Grupos de interés y objetivos generales de los organismos reguladores



Fuente y elaboración: OEE - Osinergmin.

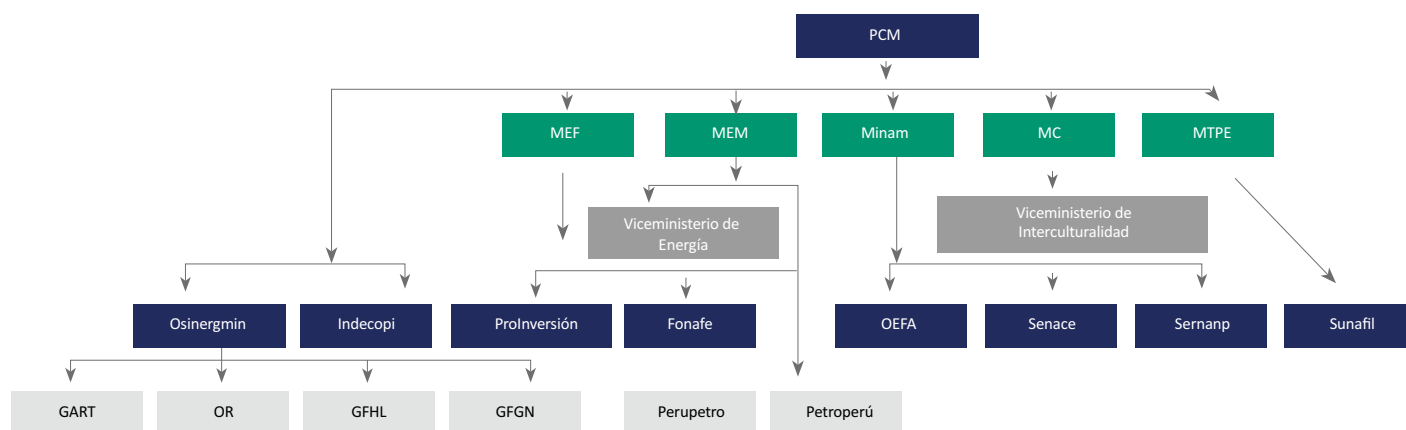
de la Resolución Osinergmin N° 103-2007-OS/CD y con el fin de consolidar los criterios que deben aplicarse para el cálculo de los precios de referencia, se aprobó el Procedimiento para el Cálculo de los Precios de Referencia de los Combustibles Derivados del Petróleo, cuyo objetivo fue establecer criterios y parámetros necesarios para la publicación de los referidos precios, así como de biocombustibles para servir como indicador al mercado local de las variaciones de los factores que, en conjunto, reflejan los cambios en los precios internacionales de los combustibles. El **gráfico 4-7** muestra la evolución de las funciones relacionadas al sector hidrocarburos de Osinergmin en el tiempo.

Cuadro 4-4 Funciones de Osinergmin en el Sector Hidrocarburos

Función	Descripción
Normativa	Dicta de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia reglamentos y normas de carácter general aplicables a todas las entidades y usuarios que se encuentren en las mismas condiciones. Dicha función no comprende aquella que le corresponde de acuerdo a Ley al MEM.
Reguladora	Fija tarifas de los servicios públicos de transporte de hidrocarburos por ductos y distribución de GN por red de ductos.
Supervisora	Verifica el cumplimiento de las obligaciones legales, técnicas y aquellas derivadas de los contratos de concesión por parte de las entidades y demás empresas o personas que realizan actividades sujetas a su competencia. Asimismo, verifica el cumplimiento de cualquier mandato o resolución emitida por el propio Osinergmin.
Fiscalizadora y sancionadora	Impone sanciones a las entidades que realizan actividades sujetas a su competencia por el incumplimiento de las obligaciones legales, técnicas y aquellas derivadas de los contratos de concesión, así como de las disposiciones reguladoras y/o normativas dictadas por Osinergmin.
Solución de controversias	Resuelve en vía administrativa las controversias que, dentro del ámbito de su competencia, surjan entre: <ul style="list-style-type: none"> a. Transportistas de hidrocarburos y/o distribuidores de GN con los distribuidores, comercializadores y usuarios libres que empleen sus servicios de transporte o distribución, sobre los aspectos técnicos, regulatorios o normativos del servicio o derivados de los contratos de concesión, sujetos a supervisión, regulación y/o fiscalización por parte de Osinergmin. b. Usuarios libres y los productores, distribuidores o comercializadores que le proporcionan suministro de GN, relacionados con los aspectos técnicos, regulatorios o normativos del suministro o derivados de contratos de concesión, sujetos a supervisión, regulación y/o fiscalización por parte de Osinergmin.
Solución de reclamos de usuarios de servicio público	La función es ejercida por las propias entidades en primera instancia y en vía de apelación por la Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios (JARU) en segunda y última instancia. La competencia de Osinergmin recae sobre todo reclamo de usuarios de servicio público que verse sobre la instalación o activación del servicio, suspensión o corte del servicio, calidad e idoneidad en la prestación del servicio, facturación o cobro del servicio, cobros por cortes y reconexiones, errores de medición y/o facturación, compensaciones por interrupción parcial o total del servicio, otros reclamos en el marco de la prestación de un servicio regulado por Osinergmin.

Fuente y elaboración: Osinergmin.

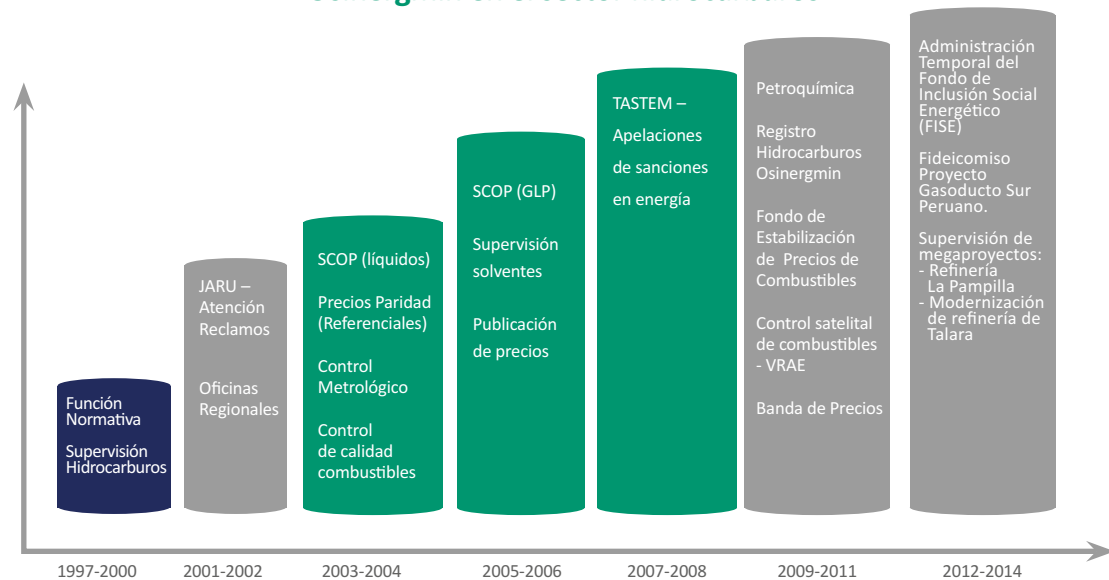
Gráfico 4-5 Estructura institucional del Estado Peruano en el sector hidrocarburos



Nota. Ver Glosario de Siglas al final del libro. Elaboración: OEE – Osinergmin.



Desarrollo y asignación de funciones de Osinerghmin en el sector hidrocarburos



Fuente y elaboración: OEE – Osinerghmin.

b. Otras entidades competentes

En el **cuadro 4-5** se señalan las funciones relacionadas al sector hidrocarburos que tienen las diferentes entidades del Estado (ver más detalles en el **acápito A.4-2 del anexo digital**).

En el presente capítulo se ha descrito el marco regulatorio e institucional del sector hidrocarburos del Perú, empezando con la promulgación de la LOH y los cambios normativos subsiguientes que permitieron dar un marco legal a los aspectos técnicos, ambientales, de seguridad y de comercialización para sus diversas actividades. Por otro lado, la LOH definió las competencias de las diferentes entidades públicas del sector y se mantuvo la propiedad

del Estado sobre los hidrocarburos en el subsuelo, permitiendo un mayor acceso de las empresas privadas a las actividades. El Estado ha conferido licencias, mediante la firma de contratos de concesión para exploración y/o explotación por el MEM y, posteriormente, permisos de acceso a las actividades del *downstream* por la agencia reguladora Osinerghmin.

La creación de Osinerghmin permitió al Estado tener un rol regulador más específico y cercano a las actividades de hidrocarburos y también una mayor independencia y autonomía con respecto al Poder Ejecutivo. En materia regulatoria, Osinerghmin no tiene prerrogativas con respecto a la fijación de precios; sin embargo, se han puesto en funcionamiento mecanismos de transparencia. Estos permiten

a los consumidores tener una referencia sobre las variaciones de los precios internacionales, además de mecanismos (publicación de los precios de referencia, las BP y el FEPC) para reducir la volatilidad de los precios internos que, según dispone la LOH, deben variar de acuerdo con las condiciones de la oferta y la demanda.

Adicionalmente al MEM y Osinerghmin, existen otras entidades que tienen un papel en el sector hidrocarburos. Así, se encuentran las encargadas de aspectos ambientales, laborales, macroeconómicos, de certificación, entre otros. En el siguiente capítulo se realiza una descripción de las principales variables que permiten caracterizar el mercado interno de los combustibles en el Perú.

Entidad	Principales funciones en el sector hidrocarburos
Presidencia del Consejo de Ministros	<ul style="list-style-type: none"> Promueve, coordina y articula políticas nacionales con las entidades del Estado, la sociedad civil y el sector privado de manera participativa, transparente y concertada, ejerciendo rectoría sobre procesos de modernización y descentralización, gobernanza e inclusión social y económica. Tiene adscritos a ella todos los ministerios y organismos reguladores, además de diversos organismos públicos, oficinas, consejos y comisiones.
Proinversión	<ul style="list-style-type: none"> Ejecuta la promoción de la inversión privada en servicios públicos y obras públicas de infraestructura mediante asociaciones público-privadas (APPs) por encargo del sector energía y minas.
Perupetro	<ul style="list-style-type: none"> Promueve inversión en exploración y explotación. Negocia, celebra, supervisa los contratos con empresas privadas en representación del Estado. Califica a las empresas petroleras de acuerdo con el reglamento. Tiene el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos, los cuales transfiere a las empresas mediante los contratos de licencia. Está adscrito al Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Fonate).
Ministerio de Energía y Minas (MEM)	<ul style="list-style-type: none"> Formula, supervisa y evalúa las políticas de alcance nacional en electricidad, hidrocarburos y minería. Elabora, aprueba, propone y aplica la política del sector y dicta las normas pertinentes. Las normas dictadas por otras entidades para los sectores bajo su competencia deben tener su opinión favorable, excepto en caso tributario.
Ministerio del Ambiente	<ul style="list-style-type: none"> Diseña, establece, ejecuta y supervisa la aplicación de política ambiental. Promueve la conservación y uso sostenible de los recursos naturales, diversidad biológica y áreas naturales protegidas. Interviene en elaboración de ECAs¹ y LMPs². Es el ente rector del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (SEIA). Sus órganos adscritos son el Sernanp, el OEFA y el Senace.
Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas (Sernanp)	<ul style="list-style-type: none"> Dirige y establece los criterios técnicos y administrativos para la conservación de las Áreas Naturales Protegidas (ANPs). Cautela el mantenimiento de la diversidad biológica. Es el ente rector del Sistema Nacional de Áreas Protegidas por el Estado (Sinanpe). Actividades de hidrocarburos en ANPs deben tener opinión técnica favorable de Sernanp y desarrollarse según la normativa, el Plan Director y Planes Maestros
Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA)	<ul style="list-style-type: none"> Fiscaliza, supervisa controla y sanciona en materia ambiental. Es el ente rector del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (Sinefa).
Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (Senace)	<ul style="list-style-type: none"> Revisa y aprueba los Estudios de Impacto Ambiental detallados (EIA-d) e implementa la Ventanilla Única de Certificación Ambiental para procedimiento de aprobación. Administra el Registro Nacional de Consultoras Ambientales y el Registro Administrativo de las Certificaciones Ambientales de alcance nacional o multiregional concedidas o denegadas por los organismos correspondientes. Formula propuestas de mejora de procesos de evaluación ambiental. Evalúa y aprueba Certificación Ambiental Global (CAG), actualizaciones, modificaciones y ampliaciones. Coordina con entidades que autoriza y que brindan opinión técnica en la expedición de la CAG.
Ministerio de Cultura	<ul style="list-style-type: none"> Promueve y garantiza el sentido de la igualdad social y respeto a los derechos de los pueblos del país conforme a la Ley del Derecho a la Consulta Previa a los Pueblos Indígenas u Originarios reconocido en el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT). Es la entidad responsable de elaborar, consolidar y actualizar la Base de Datos Oficial de los pueblos indígenas y sus organizaciones. Esta sirve para el proceso de identificación de los pueblos indígenas a ser llamados en las consultas previas.
Banco Central de Reserva del Perú (BCRP)	<ul style="list-style-type: none"> En relación a hidrocarburos, la LOH dispone que el BCRP garantice a las empresas que conforman el contratista, la disponibilidad de divisas que le corresponda de acuerdo con dicha ley y a lo establecido en los contratos. Para ello, interviene en los contratos de licencia, servicios y contrataciones autorizadas por el MEM para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
Ministerio de Economía y Finanzas (MEF)	<ul style="list-style-type: none"> Refrenda los decretos supremos que aprueban los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. Planea, dirige y controla el presupuesto, tesorería, endeudamiento, contabilidad, política fiscal, inversión pública y política económica y social de los ministerios sectoriales.
Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo (MTPE)	<ul style="list-style-type: none"> Supervisa, fiscaliza y sanciona en materia de seguridad y salud en el trabajo en los subsectores minería, electricidad e hidrocarburos mediante su órgano adscrito, la Sunafil.
Superintendencia Nacional de Fiscalización Laboral (Sunafil)	<ul style="list-style-type: none"> Promueve, supervisa y fiscaliza el cumplimiento del ordenamiento jurídico sociolaboral y el de seguridad y salud en el trabajo. Brinda asesoría técnica, realiza investigaciones y propone la emisión de normas sobre dichas materias. Es la autoridad central del Sistema de Inspección del Trabajo. Suscribe convenios con gobiernos regionales, entidades públicas o privadas para la fiscalización de las normas de su competencia.

Fuentes: Perupetro, MEM, Minam, Sernanp, OEFA, Senace, MC, BCRP, MEF, MTPE, Sunafil, Proinversión y PCM. Elaboración: Osinerghmin.



OSINERGMIN EN EL SUBSECTOR HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

Osinergmin realiza una labor constante por asegurar la homogeneidad de los productos que se proporcionan (control de calidad y cantidad de los combustibles líquidos, lo que incluye la supervisión del contenido de agentes contaminantes como el azufre) y contribuye para que todos los agentes puedan ingresar y permanecer en el mercado, mientras cumplan las normas de seguridad. Asimismo, Osinergmin fue innovador al implementar el primer sistema de incentivos económicos al cumplimiento de las normas aplicado al subsector hidrocarburos. Además, ordenó el sub sector con herramientas como el Sistema de Control de Órdenes de Pedido de Combustibles (SCOP); se aseguró que los combustibles sean de la calidad óptima y se comercialicen en la cantidad justa y correcta; y se puso a disposición mayor información para el subsector y todos los interesados. En conclusión, se ha contribuido para lograr un mercado más transparente, ordenado, seguro y formal. Gracias a estos esfuerzos y logros de las políticas regulatorias aplicadas en el subsector hidrocarburos, Osinergmin obtuvo importantes reconocimientos otorgados por instituciones de la sociedad civil, como el Premio Nacional de la Calidad, Premios de Creatividad Empresarial y Buenas Prácticas de Gestión Pública y el Premio Iberoamericano de la Calidad.

*Ing. Julio Salvador Jácome,
Gerente General de Osinergmin,
Editor del Libro.*





05

RESULTADOS DEL MERCADO

BENEFICIOS PARA EL PAÍS



Resultados del mercado Beneficios para el país

El desarrollo económico de un país está ligado a la generación de energía, la cual es utilizada día a día por los ciudadanos y por las empresas en todas las actividades económicas. En el presente capítulo se realiza una caracterización de la evolución de las principales variables del sector, como producción, consumo, inversión, reservas, precios, acceso, geografía económica de la comercialización de los combustibles, para finalizar con la caracterización de su consumo en los hogares peruanos.



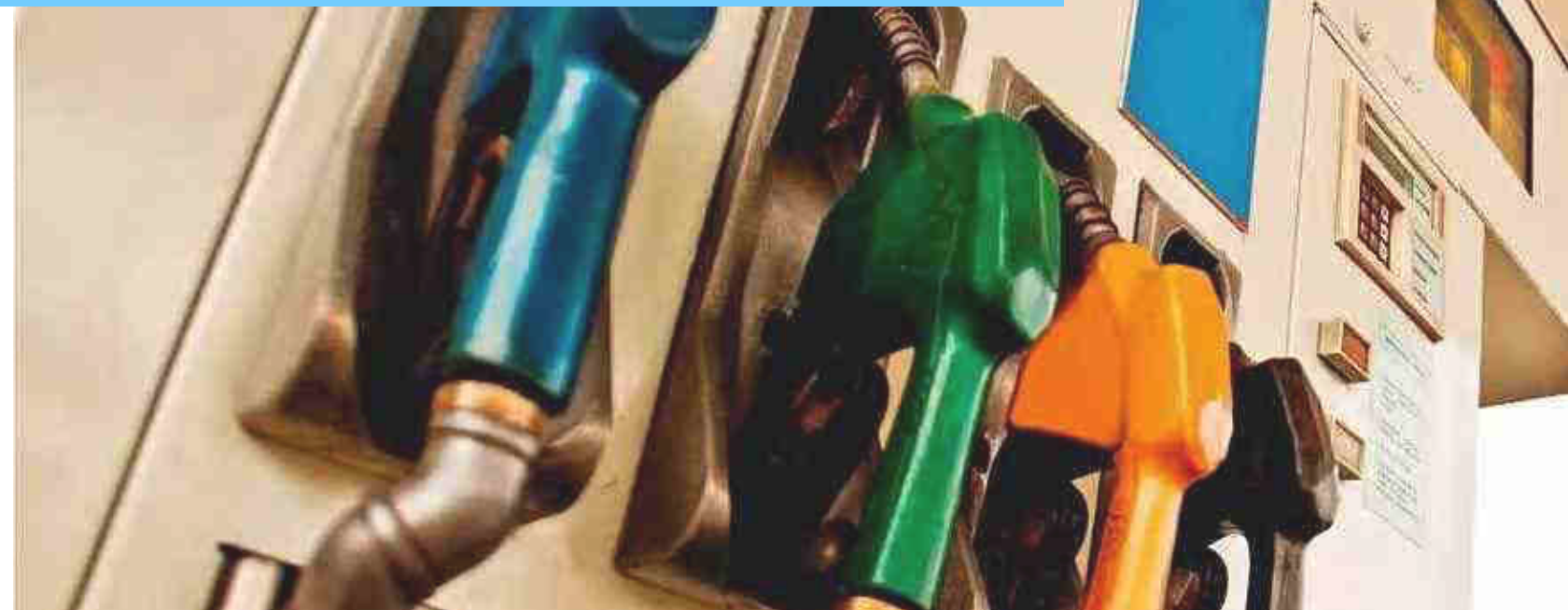
Planta Lote 8.
Foto GFHL-Osinergmin.



RESULTADOS DEL MERCADO

Beneficios para el país

El sector hidrocarburos representa el 4% del PBI y del valor agregado de nuestra economía. Mediante sus combustibles usados en transporte, industria, comercio, residencial y generación eléctrica, ha acompañado el importante y sostenido crecimiento económico los últimos 20 años. El consumo de combustibles líquidos y GLP se ha mantenido como la principal fuente de energía del país, superando 50% del total consumido.



5.1. CONSUMO FINAL DE ENERGÍA

El consumo final de energía en el Perú, que incluye tanto el primario como el secundario,

ha mostrado una reestructuración en su composición. La importancia del petróleo ha pasado de 63% en 1995 a 54% en 2012. Dicha disminución se explica, principalmente, por el desarrollo de la industria del gas natural (GN)

con los proyectos de Aguaytía y Camisea. Sin embargo, la importancia del petróleo en términos relativos es aún dominante (52%), como se muestra en el gráfico 5-1.

En la última década, Perú atraviesa un cambio en la composición de la demanda de combustibles líquidos, atribuido, por un lado, a la sustitución del querosene por el gas licuado de petróleo (GLP), del diésel y petróleo residual por GN y GLP (principalmente en el sector industrial); y de las gasolinas por GLP (y en menor medida por gas natural vehicular (GNV)) en el sector transporte. Asociado a esto, se ha observado un crecimiento en el consumo de los hidrocarburos líquidos, lo que refleja un aumento de la demanda nacional. En 2014, la demanda interna de los principales derivados del petróleo (diésel, gasolina, GLP y petróleos industriales) alcanzó 189 MBPD, de los cuales solo el diésel y el GLP constituyeron 79% del total demandado.

Un estudio realizado por Macroconsult¹ (2008) muestra que la demanda de

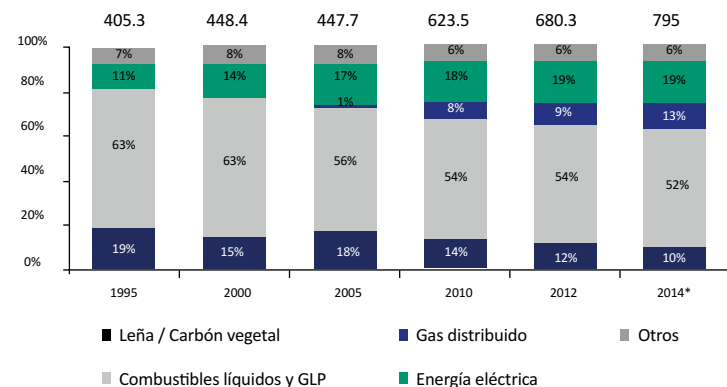
combustibles líquidos en el Perú tiende a aumentar o disminuir según la actividad económica del usuario, los precios de los combustibles, los impuestos y por el uso de sustitutos. Al respecto, el Balance Nacional

de Energía 2012 del Ministerio de Energía y Minas (MEM), última información oficial publicada al respecto, muestra que el sector transporte es el mayor consumidor de combustibles líquidos en el Perú, siendo

el diésel el principal producto demandado (54%), seguido por las gasolinas (20%). El sector industrial es el segundo consumidor (15%) y se concentra en GLP y GN (36% cada uno).

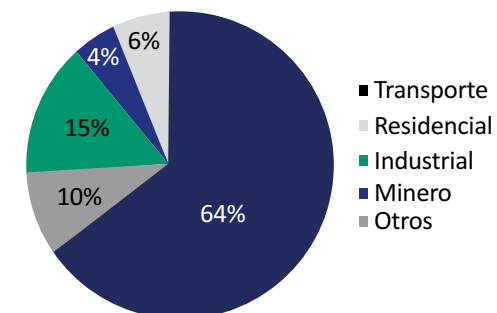
Por otra parte, el consumo de combustibles, incluyendo el GLP, pasó desde 53 millones de barriles en 1995 a 80 millones de barriles en 2014, como se observa en el gráfico 5-3. Al respecto, el siguiente gráfico también muestra que el GLP ha ganado participación en el consumo total de combustibles, pasando de 6% en 1995 a 23% en 2014, restándole participación a los petróleos industriales, sobre todo en el sector industrial. Además, se puede apreciar que la participación del diésel y las gasolinas en dicha composición se ha mantenido relativamente estable en el periodo de análisis, lo que evidencia la importancia de estos combustibles en el consumo energético nacional.

Gráfico 5-1 Evolución del consumo final de energía (en MTJ) y su participación



Nota. No se incluyó la energía primaria y secundaria generada a partir de no energéticos. * Proyecciones del Plan Energético Nacional 2014-2025. Fuente: Balance Nacional de Energía-MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 5-2 Estructura del consumo de combustibles por sectores económicos, 2012



Fuente: Balance Nacional de Energía-MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.



Para un mayor consumo de energía, se requiere ejecutar inversiones que permitan el desarrollo de nuevas reservas de hidrocarburos líquidos. A continuación se muestra la evolución de la inversión en el sector.

5.2. INVERSIÓN

Un aspecto importante en la producción de hidrocarburos líquidos está ligado a las inversiones, que durante la primera década del siglo XXI se realizaron en exploración y explotación de hidrocarburos líquidos (exhibieron un fuerte crecimiento). Sin embargo, luego de la crisis internacional de 2009, el monto fue menor. En 2014, la inversión decreció 13% con respecto a 2013 (ver gráfico 5-4).

La determinación de las reservas es el resultado de las exploraciones realizadas, en función directa al número de perforaciones

hechas. Para 2014, Perupetro reportó un total de 113 pozos perforados, 101 en desarrollo y 12 exploratorios. La estadística previa muestra que este número ha ido bajando en los últimos años².

Con respecto a las operaciones de sísmica realizadas, la Sociedad Peruana de Hidrocarburos³ (SPH) afirma que permiten identificar indicios de algún recurso (generalmente sedimentos fósiles) en el subsuelo, lo cual determina la conveniencia de realizar perforaciones y encontrar petróleo.

Es decir, las probabilidades de realizar perforaciones e incrementar las reservas están en relación directa con el número de operaciones de sísmica realizadas. Según datos del MEM, en 1995 se perforaron un total de cuatro pozos exploratorios y se llevaron a cabo actividades de sísmica 2D en

1 553 km y de sísmica 3D en un área de 346 km². Sin embargo, en 2010 se hicieron 16 operaciones de sísmica (11 de 2D en 7 405 km y 5 de 3D en un área de 4 271 km²) que permitieron incrementar el número de pozos exploratorios en los años siguientes. En los últimos tiempos, las operaciones de sísmica se han venido reduciendo. En 2014 solo se realizaron cuatro (3 de 2D en 2 036 km y 1 de 3D en un área de 484 km²).

Por otro lado, los pozos de desarrollo perforados en 2014 totalizaron 101, cifra bastante menor a lo observado en años previos (2010, 217; 2011, 227), pero mayor con respecto al año anterior (2013, 85).

Los contratos de exploración y explotación son el resultado de las perforaciones y operaciones de sísmica realizadas y contribuyen de manera directa al incremento de reservas y recursos petrolíferos en un

determinado territorio. Con respecto a los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, el MEM registra un descenso en los últimos cuatro años, principalmente en los contratos de exploración, que pasaron de 66 en 2010 a 44 en 2014. Los contratos de explotación, sin embargo, han presentado un crecimiento relativamente moderado en los últimos nueve años, pasando de 17 en 2005 a 24 en 2014.

A partir de los contratos de concesión y de la inversión, se encuentran nuevas reservas y se incrementa la producción. A continuación se presenta la evolución de las reservas probadas de hidrocarburos y de la producción de petróleo. En la sección subsiguiente se expone el balance entre la oferta y la demanda de los principales combustibles derivados de hidrocarburos líquidos que se consumen en el país.

5.3. PRODUCCIÓN Y RESERVAS

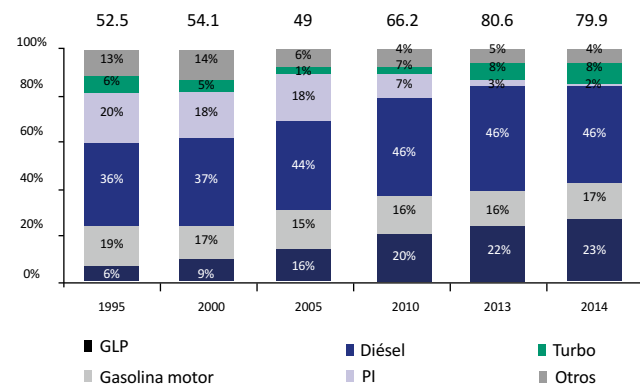
Las reservas de hidrocarburos líquidos son las cantidades de petróleo crudo y líquidos de gas natural (LGN) comercialmente recuperables. Se clasifican en probadas⁴, probables⁵ y posibles⁶ según su grado de certeza, es decir, la medida en que son recursos hidrocarburíferos descubiertos y comercializables dada la facilidad existente para extraerlos. Cuando los recursos han sido descubiertos pero no son comercializables aún, se les define como reservas contingentes.

En 2014 las reservas probadas de hidrocarburos líquidos en el Perú totalizaron 1 410 MMSTB⁷ (859 MMSTB desarrolladas y 551 MMSTB no desarrolladas). De ellas, 48% corresponden a petróleo y 52% a LGN. Actualmente existen 24 contratos mediante los

El MEM, respecto a los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos registra un descenso en los últimos cuatro años, principalmente en exploración, de 66 en 2010 a 44 en 2014. Sin embargo, los de explotación, han presentado un crecimiento relativamente moderado, pasando de 17 en 2005 a 24 en 2014.

Gráfico 5-3

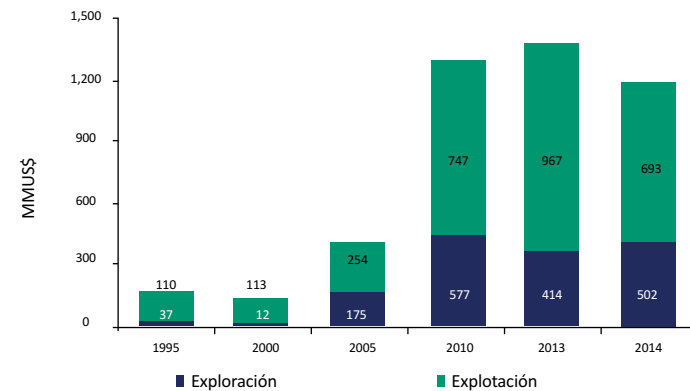
Consumo nacional de combustibles (en millones de barriles) y su participación por tipo de combustible



Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 5-4

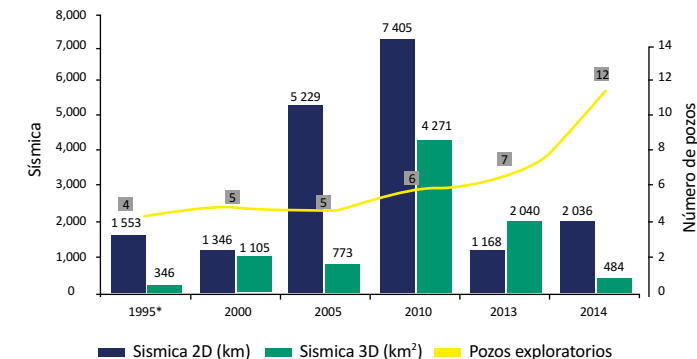
Evolución de las inversiones en exploración y explotación



Fuente: MEM. Elaboración: OEE - Osinergmin.

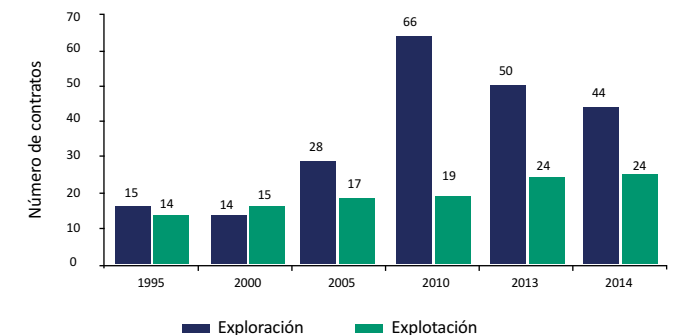
Gráfico 5-5

Operaciones de sísmica y pozos exploratorios



Nota. * La información correspondiente a 1995 fue obtenida del anuario MEM 2004. Fuente: Perupetro. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 5-6
Contratos de exploración y explotación de hidrocarburos



Fuentes: MEM y Perupetro. Elaboración: OEE-Osinergmin.



Pozo productor 1AB (Selva). Foto GFHL-Osinermin.

cuales se realizan operaciones de explotación. La evolución reciente de las reservas probadas de petróleo muestra un incremento anual promedio de 6% en los últimos 10 años; sin embargo, en 2014 se registró una reducción de 8% con respecto a 2013 (64 MMSTB menos). En los LGN, el crecimiento de las reservas ha sido relativamente moderado en el mismo periodo, pues se ha elevado 2% promedio anual.

La producción fiscalizada de petróleo y LGN ha tenido una evolución similar a las reservas. La producción de hidrocarburos líquidos durante 2014 fue 173 MBPD (69 MBPD correspondieron a petróleo y 103 MBPD a LGN). Esta presentó un crecimiento promedio en los últimos 10 años de 6%, principalmente gracias al desarrollo de los proyectos de GN de Aguaytía y Camisea. La producción de petróleo ha venido decreciendo 2% en promedio en los últimos 10 años. Sin embargo, en 2014 se registró un crecimiento de 10% con respecto a 2013.

El gráfico 5-9 muestra que la zona de la Costa y el Zócalo Continental han ido incrementando su participación al pasar de 40% en conjunto en 2005 a 59% de la producción total de petróleo en 2014. Esto en contraposición a la selva.

5.4. BALANCES OFERTA-DEMANDA

a. Balance oferta-demanda del petróleo crudo

La oferta del balance de petróleo crudo se ha distribuido según la procedencia, es decir, si es nacional o importado. La demanda, por otro lado, se ha repartido por refinería. Esta se centra, específicamente, en Talara (Petroperú) y La Pampilla (Relapasa), que en conjunto concentran alrededor de 85% del total. Con respecto a la evolución

de dicho balance, la oferta refleja que el crudo extraído en territorio nacional ha disminuido de manera progresiva durante todo el periodo de análisis (2000–2014), lo que ha incrementado la necesidad de procesar petróleo importado. Por otra parte, la demanda indica que la proporción del procesamiento de petróleo crudo por las principales refinerías se ha mantenido estable. Sin embargo, muestra también un descenso en el volumen total procesado en ambas refinerías. Por ejemplo, en 2005, Relapasa procesó un total de 81 MBPD y Talara un total de 59 MBPD; y en 2014 Relapasa procesó solo 64 MBPD y Talara, 56 MBPD.

Sobre la comercialización de petróleo y LGN, la ilustración 5-1 plantea los flujos comerciales desde las zonas productoras (producción e importación) hacia las refinerías y plantas de procesamiento de

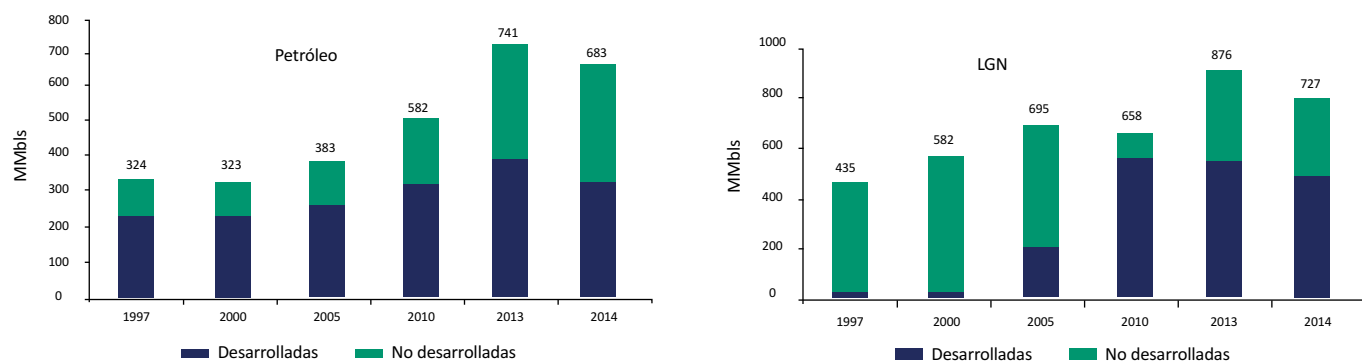
LGN, así como la producción destinada a la exportación durante 2014. También muestra lo comentado en líneas anteriores sobre la producción de petróleo proveniente, principalmente de la Costa y la Selva del norte del país; así como la importancia del petróleo importado (83 MBPD importado frente a 51 MBPD de producción interna procesada en refinerías).

b. Balance oferta-demanda de los principales combustibles

• Balance de GLP

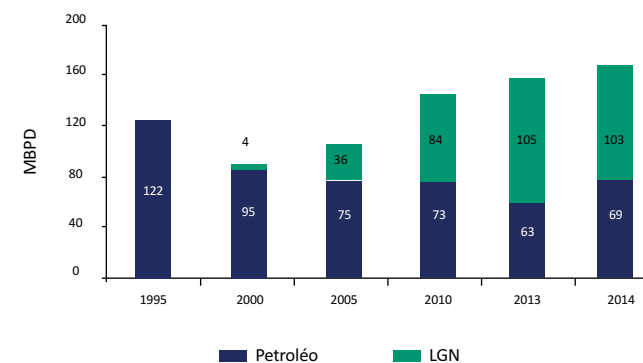
La evolución conjunta de la oferta y demanda de los principales derivados muestra que el GLP es el único combustible cuya producción nacional llega a satisfacer su demanda interna y, además, presenta una evolución positiva en los últimos 10 años. El gráfico 5-11 registra que la producción de GLP en

Gráfico 5-7 Reservas probadas de petróleo y LGN



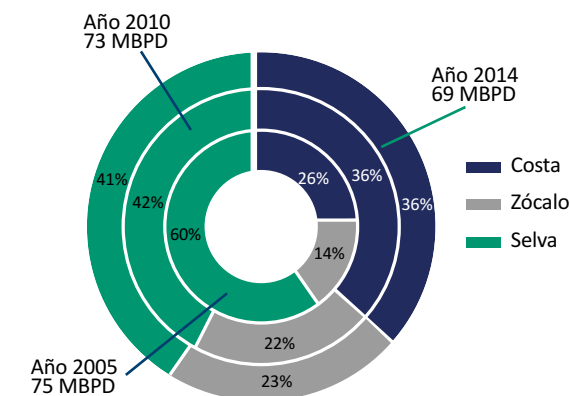
Fuentes: MEM y Perupetro. Elaboración: OEE-Osinermin.

Gráfico 5-8 Producción fiscalizada de petróleo y LGN



Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinermin.

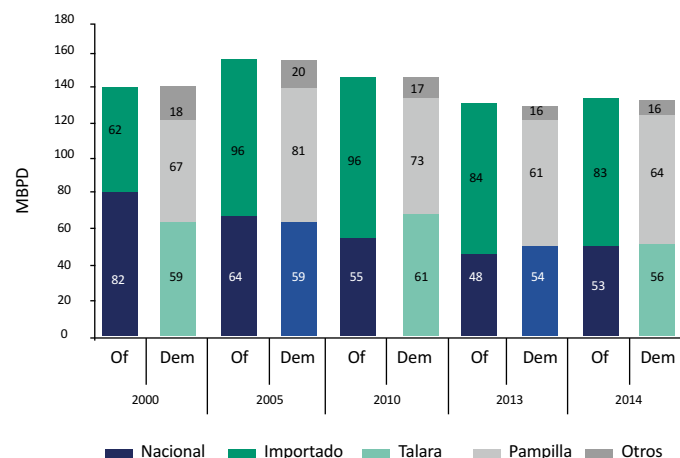
Gráfico 5-9 Evolución de la distribución geográfica de la producción de petróleo crudo



Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinermin.

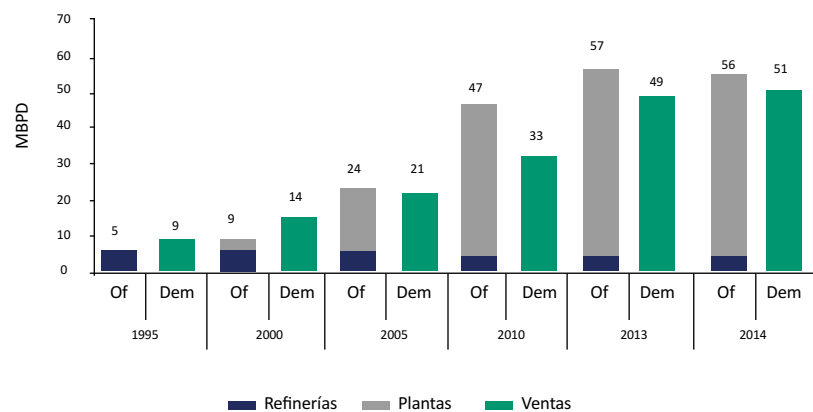


Gráfico 5-10 Balance nacional de cargas de petróleo crudo



Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin

Gráfico 5-11 Evolución de oferta y demanda de GLP



Nota. El exceso de demanda se cubriría con importaciones. Con el ingreso de Camisea, la balanza comercial de GLP se tornó positiva, por lo que el exceso de oferta se exporta. Fuentes: MEM y SCOP-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

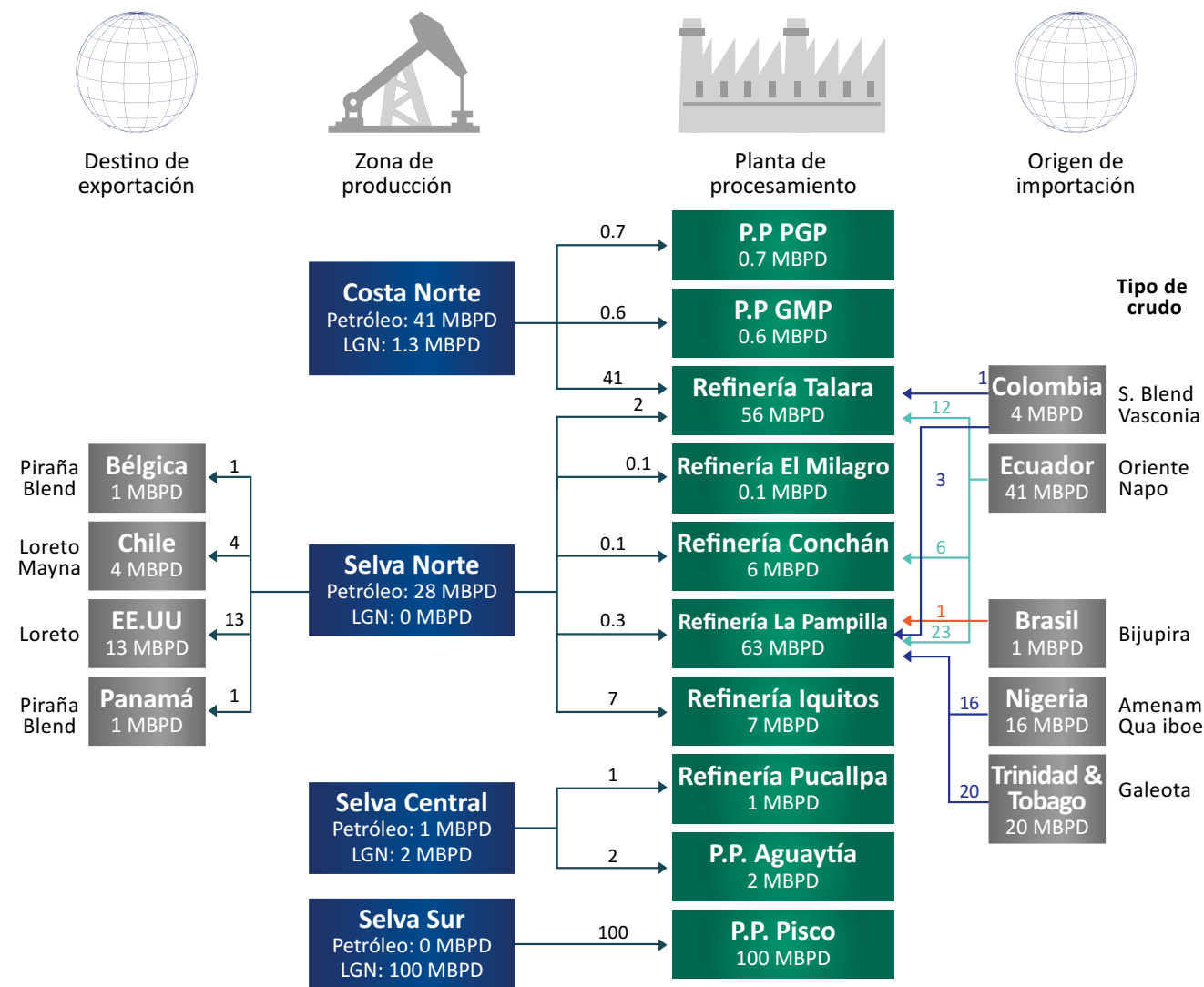
plantas procesadoras constituye 80% del total de este combustible a partir de 2005 en promedio, debido a la entrada del Proyecto Camisea, específicamente con la puesta en marcha de la planta de Pisco.

Por otro lado, la demanda muestra una tendencia creciente, explicada básicamente por la sustitución de petróleos industriales en el sector industrial (valga la redundancia) y una mayor promoción de este combustible en el sector residencial y vehicular. En 2000 se tenía un consumo promedio de 14 MBPD de GLP, que se duplicó en 2010 (33 MBPD) y que continuó creciendo a una tasa promedio anual de 12% en los siguientes y últimos cuatro años.

En consecuencia, el superávit observado en 2010 de 14 MBPD se ha venido reduciendo paulatinamente en los últimos cuatro años hasta totalizar solo 5 MBPD a 2014. En efecto, la demanda ha crecido a una tasa promedio anual de 12%, mientras que la oferta a 4% promedio anual. Estos datos reflejarían la posibilidad de que el país vuelva a ser importador neto de GLP. Por ello, favorecería ejecutar proyectos de ampliación de las plantas de procesamiento que producen GLP y de abastecimiento para almacenar este combustible.

Para mayor detalle, ver gráficos A.5-1 y A.5-2 del anexo digital que muestran el consumo promedio residencial de balones de GLP a nivel nacional, urbano, rural, en Lima Metropolitana y El Callao, así como por nivel de pobreza, y el cuadro A.5-1 del anexo digital que muestra el consumo residencial total y promedio mensual de balones de 10 kg de GLP.

Ilustración 5-1 Diagrama de los flujos físicos de los hidrocarburos en el Perú, 2014



Total procesado: 238 MBPD. Doméstico: 155 MBPD. Importado: 83 MBPD.

Fuentes: MEM, Sunat y Repsol. Elaboración: OEE-Osinergmin.



Bayovar-Piura. Foto MEM.

• Balance de gasolinas y gasoholes

Con respecto al balance de gasolinas y gasoholes se observa que desde 2010 se ha venido presentando un déficit promedio anual de 3 MBPD, que se ha incrementado con respecto al registrado entre 1995 y 2009, equivalente a un promedio de 1 MBPD.

En el caso de la demanda nacional de gasolinas y gasoholes de 84, 90, 95 y 97 octanos, se puede apreciar que en el periodo 1995-2000 se tuvo una tasa de crecimiento negativa de -1% con una caída de 9% solo en 2000, explicada por el impacto de la crisis asiática. Entre 2001 y 2005 hubo una tasa de crecimiento negativa promedio anual de -5%, con una caída de 8% solo en 2005, debido a la alta volatilidad e inestabilidad de los precios internacionales (efecto de la temporada de huracanes en el Golfo de Estados Unidos)⁸ y por la oferta más económica del GLP en el sector automotor.

Sin embargo, en el segundo quinquenio, la tendencia se revirtió y se produjeron aumentos promedio anuales de la demanda de 9% gracias a la bonanza económica asociada al alza de los precios de los minerales. Luego, en los últimos cuatro años, la tasa de crecimiento promedio anual de la demanda disminuyó hasta 4%, principalmente por una mayor sustitución por GLP y el GNV como combustible automotor. La proporción más grande de la demanda actual de gasolinas y gasoholes corresponde a las de 84 y 90 octanos (80% de participación promedio en los últimos cinco años) (ver gráfico 5-12).

Con respecto a la producción nacional de estos combustibles, los datos muestran que

ha tenido un comportamiento similar a la demanda, con una tasa de crecimiento de 2% anual promedio entre 1995 y 2000, una tasa negativa entre 2000 y 2005 igual a -5%, y una tasa positiva de 8% promedio anual en el siguiente quinquenio. En los últimos cuatro años la producción nacional creció en 7% promedio anual, más que la demanda en el mismo periodo.

Para mayor detalle, ver gráfico A.5-3 del anexo digital que muestra el consumo de combustibles vehiculares (gasolinas, diésel y GLP vehicular).

• Balance de diésel

Según datos del MEM, en 2014 el diésel fue el combustible de mayor uso a nivel nacional con una participación de alrededor de 46% del consumo total de combustibles. Además,

según el Balance Nacional de Energía de 2012, es el de mayor importancia en el sector transporte y minero, además el tercero en el sector industrial. El balance del diésel ha sido negativo en el siglo XXI, es decir, somos importadores netos de este combustible (ver gráfico 5-13). En los últimos tres años, dicho déficit ha totalizado alrededor de 20 MBPD. El crecimiento de la demanda ha sido sostenido con un promedio anual de 4% en los últimos cinco años; sin embargo, la producción ha subido a una tasa promedio anual de 2% en el mismo periodo, lo cual acentúa la necesidad de su importación.

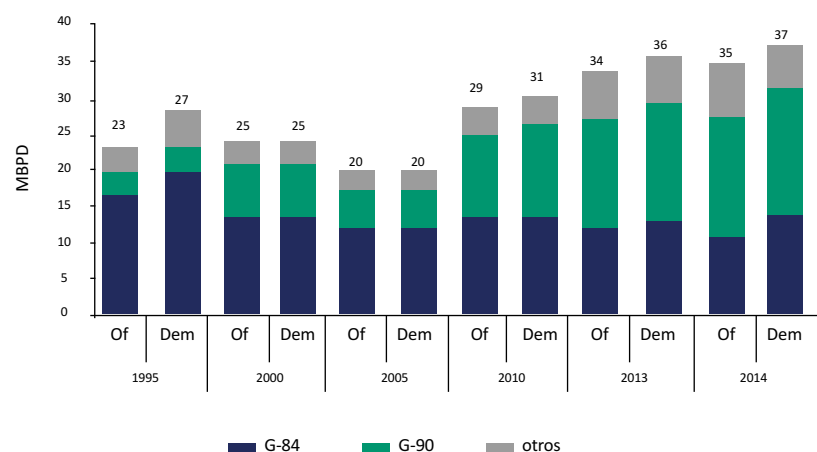
• Balance de petróleos industriales

La demanda de petróleos industriales es pequeña en comparación a la oferta y además ha ido disminuyendo en los últimos cinco años a una tasa promedio anual de 21%,

como respuesta a las medidas de promoción del GN, especialmente en la generación eléctrica, entre otros factores. Por otra parte, la oferta ha caído a un promedio de 4% anual. Con respecto al balance de oferta y demanda, el gráfico 5-14 muestra un superávit promedio anual de 20 MBPD en los últimos 10 años, lo que ha permitido que este tipo de combustible se convierta en el de mayor exportación en 2014. Cabe señalar que la disminución de la oferta y la demanda de petróleos residuales se explicaría por los cambios en la composición de la demanda mencionados previamente.

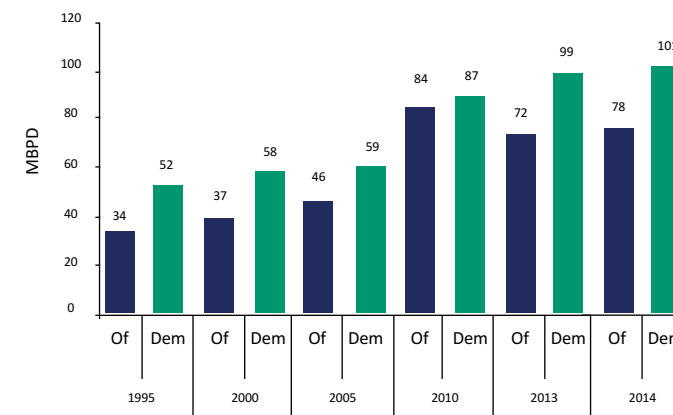
Luego de describir la evolución de la producción y el consumo de hidrocarburos líquidos y sus derivados, se expone la evolución de los precios, la variable que brinda la señal de escasez.

Gráfico 5-12 Evolución de oferta y demanda de gasolinas y gasoholes



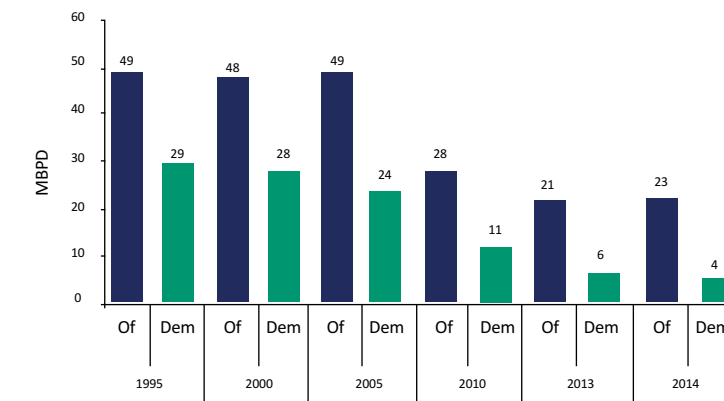
Fuentes: MEM y SCOP-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 5-13 Evolución de oferta y demanda de diésel



Fuentes: MEM y SCOP-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 5-14 Evolución de oferta y demanda de petróleos industriales



Fuentes: MEM y SCOP-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.



El precio final de las gasolinas alcanzó su máximo valor en 2006 (S/. 15.8 por galón). En 2011-2014 registró un crecimiento promedio anual de 3%, lo cual se sustenta en el avance sostenido que tuvo el precio internacional del petróleo en dicho periodo hasta mediados de 2014.



Cisterna de combustible.
Foto OC-Osinerghmin.

Cuadro 5-1
Componentes del precio de los combustibles en el mercado nacional

Componentes	Determinado mediante
Precio neto refinería	Mercado
Impuesto al Rodaje	Ley
Impuesto Selectivo al Consumo (ISC)	Ley
Impuesto General a las Ventas (IGV)	Ley
Margen Comercial	Mercado
Precio de Venta Final al Público	Mercado

Fuente: GART - Osinerghmin. Elaboración: GART - Osinerghmin.

5.5. PRECIOS

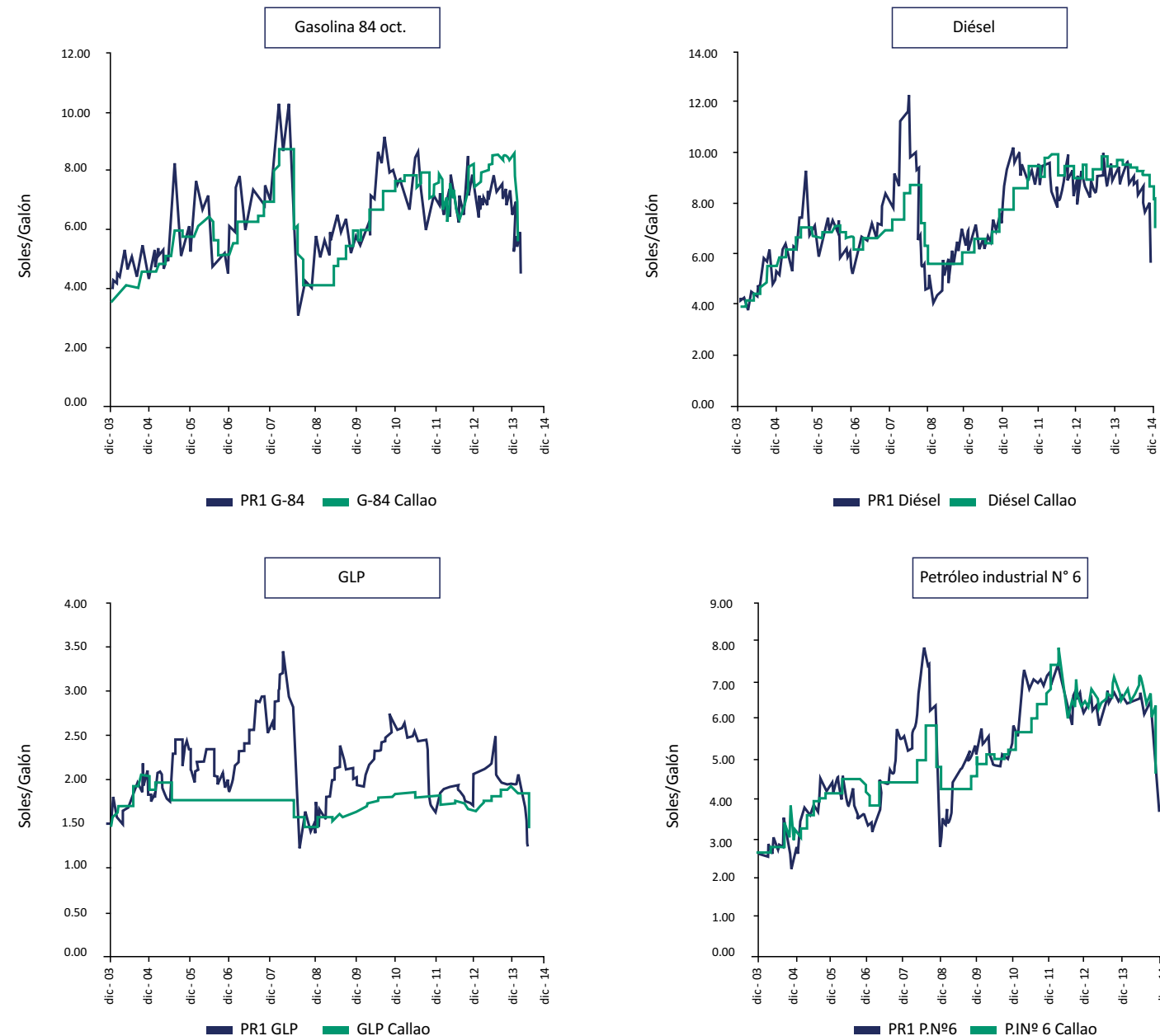
Para 2014, los precios de los derivados del petróleo mostraron una tendencia a la baja generada, básicamente, por la caída del precio internacional del petróleo crudo. Esta fue consecuencia de la sobreoferta de petróleo en el mercado internacional, la desaceleración en el consumo mundial por parte de los países desarrollados y las economías emergentes de rápido crecimiento y aspectos geopolíticos (la decisión de la OPEP, en línea con Arabia Saudita, de mantener sus niveles de producción)⁹.

En el mercado nacional, los precios mayoristas (precio neto de refinería) de los combustibles derivados del petróleo han tenido un comportamiento similar a los de referencia¹⁰, salvo en el caso del GLP, el cual se ha visto fuertemente influenciado por el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC) en el mercado local (ver gráfico 5-15)¹¹.

Los precios finales están compuestos, en términos generales, por el precio mayorista (precio neto de refinería), impuestos y márgenes comerciales. El marco normativo indica que estos componentes generales se determinan según lo mostrado en el cuadro 5-1.

El precio final de las gasolinas¹² presentó una tasa de crecimiento promedio anual de 5% entre 1995 y 2000, y de 9% entre el 2000 y 2005. Asimismo, alcanzó su máximo valor en 2006 (S/. 15.8 por galón). En el periodo 2006-2010 se registró una tasa de crecimiento promedio anual negativa de -4%, básicamente por el impacto de la crisis financiera de 2008 en los precios internacionales de petróleo crudo que afectaron el mercado nacional.

Gráfico 5-15
Evolución de los precios mayoristas de combustibles y precios de referencia



Fuentes: GART-Osinerghmin y Petroperú. Elaboración: OEE-Osinerghmin.



Finalmente, en los últimos cuatro años se registró una tasa de crecimiento promedio anual de 3%, lo cual se sustenta en el avance sostenido que tuvo el precio internacional del petróleo en dicho periodo hasta mediados de 2014. El precio del diésel ha evolucionado de forma similar al de las gasolinas. La tasa de crecimiento promedio anual de 7% en los años 1995-2000 y de 11% en los años 2000-2005, disminuyó a un promedio anual de -1% en el periodo 2006-2010. Posteriormente, presentó una tasa de crecimiento promedio anual de 3% en los últimos cuatro años.

El caso del GLP ha sido influenciado por la entrada en vigencia del FEPC en 2004, que ha contrarrestado la volatilidad desde su puesta en marcha hasta la actualidad (ver gráfico 5-17).

La evolución de la demanda de combustibles se puede caracterizar por la dinámica de la comercialización, es decir, cuál agente adquiere y cuánto de los combustibles en el país. En la siguiente sección se presentan los cambios en la comercialización tanto a nivel nacional como macrorregional.

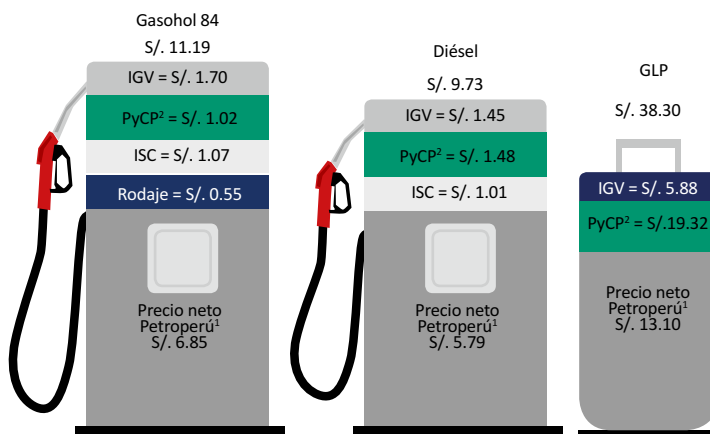
5.6. FLUJOS COMERCIALES

La dinámica de la comercialización, en términos de los agentes comerciales¹³ y la geografía de su distribución, muestra que el diésel es el combustible de mayor consumo en el Perú. Con respecto a la facturación alcanzada por la venta, ha mantenido una participación mayor a 50% y se ha acercado a 60% en los últimos años. Las gasolinas y gasoholes han conservado una participación entre 20% y 25%, el GLP ha incrementado su

participación de 11% a 17% en los últimos 14 años. Finalmente, los petróleos industriales redujeron su participación de 10% a 1% en el mismo periodo. La facturación total estimada, considerando los precios a usuario final, se ha incrementado en más de 200%, pasando de S/.10 mil millones en el año 2000 a S/. 35 mil millones en 2014 (ver gráfico 5-18). A continuación se realiza un análisis de la evolución de la demanda de combustibles mediante los agentes comerciales.

Por el lado de los agentes comerciales, los principales consumidores de combustibles (sin incluir al GLP) son los establecimientos de venta al público (EVPs) (ver ilustración 5-2 y 5-3). La geografía de distribución muestra los canales de abastecimiento de combustibles por grandes bloques

Gráfico 5-16 Estructura del precio de gasohol 84, diésel y GLP envasado (junio 2015)



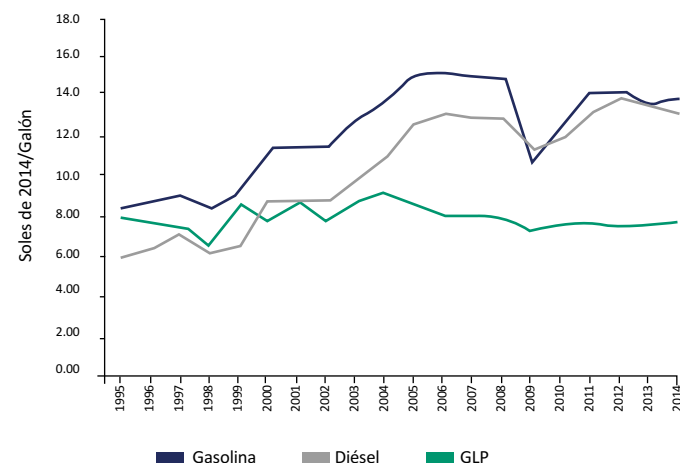
Notas.

^{1/} Precio Neto Petroperú: Precio del crudo más margen de refino, sin impuestos.

^{2/} PyCP: Incluye el valor agregado y los márgenes comerciales del resto de agentes en la cadena de valor.

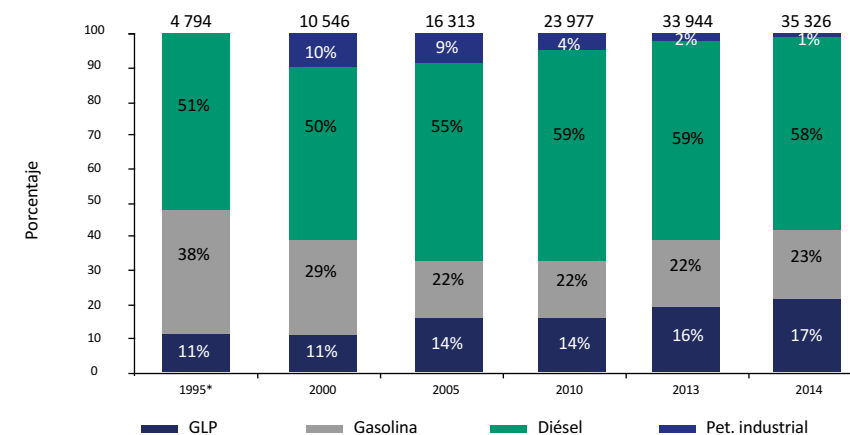
Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinermin.

Gráfico 5-17 Evolución de los precios finales de los principales combustibles (a precios de 2014)



Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinermin.

Gráfico 5-18 Facturación estimada (en millones de nuevos soles) y participación por tipo de combustible líquido en el Perú

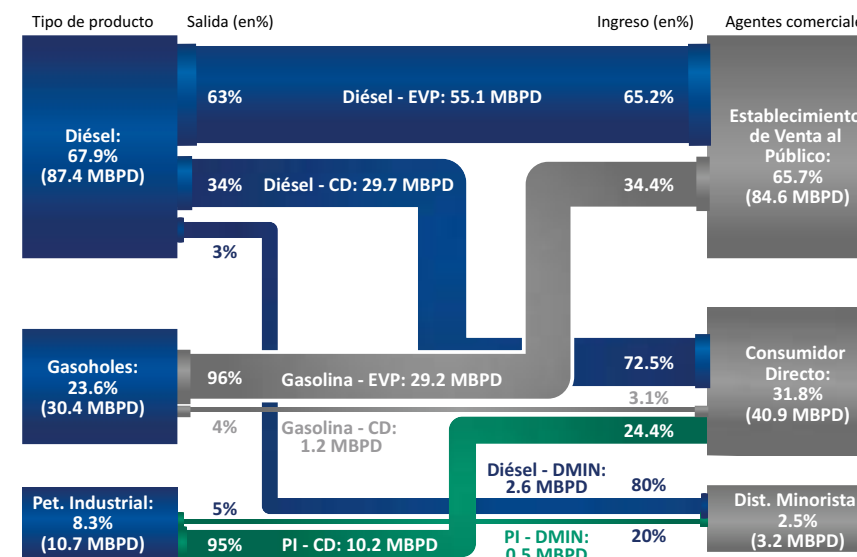


* No hay información publicada de la demanda de petróleos industriales para dicho año.

Nota. La facturación se estimó como el producto del volumen del consumo con el precio al usuario final de Lima Metropolitana.

Fuentes: MEM y SCOP-Osinermin. Elaboración: OEE-Osinermin.

Ilustración 5-2 Comercialización de los combustibles líquidos por tipo de agente (2010)



Fuente: SCOP-Osinermin. Elaboración: GFHL-Osinermin.

regionales. En el caso del GLP, los mayores compradores son las plantas envasadoras (ver ilustración 5-4 y 5-5).

• Agentes comerciales

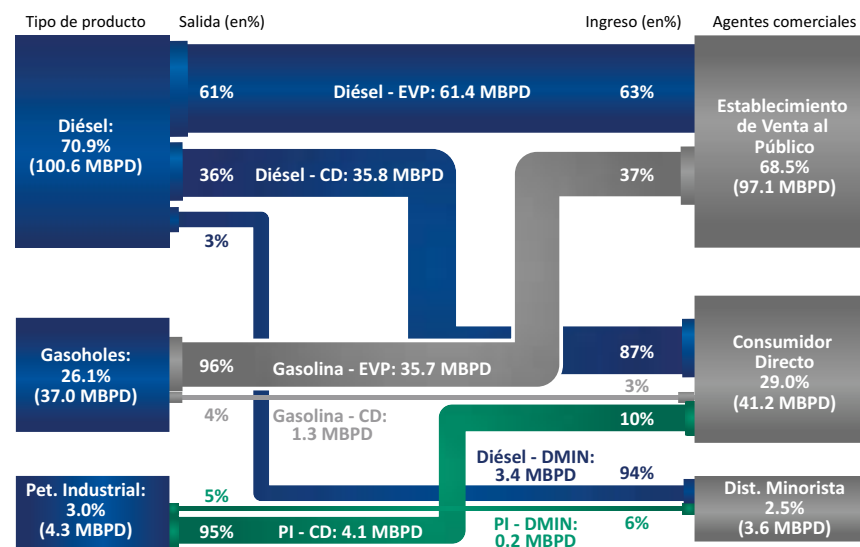
La información disponible muestra que entre 2010 y 2014, las compras por parte de los diferentes agentes de combustibles líquidos no han tenido mayores cambios. Sin embargo, su participación entre los agentes sí tuvo un ligero cambio. La ilustración 5-2 muestra la distribución de la comercialización de los principales combustibles. El más vendido en 2010 fue el diésel, al representar 67.9% de las ventas totales. Las ventas de gasolinas/gasoholes (en adelante gasoholes) representaron 23.6% del total, mientras que las de petróleo industrial solo 8.3%.

Asimismo, se muestra que la distribución del diésel hacia los usuarios finales se realizó en 63% mediante los EVPs, 34% mediante los consumidores directos y 3% por los distribuidores minoristas. En el caso de los gasoholes, la repartición a los usuarios finales se hizo 96% mediante los EVPs y 4% fue para consumidores directos. Finalmente, 95% del petróleo industrial se distribuyó entre los consumidores directos y 5% por minoristas. La ilustración, además, señala que los EVPs se abastecieron con 65.2% de diésel y 34.4% de gasoholes. Las compras de combustibles de los EVPs representaron 65.7% del total realizado por los tres tipos de agentes mencionados.

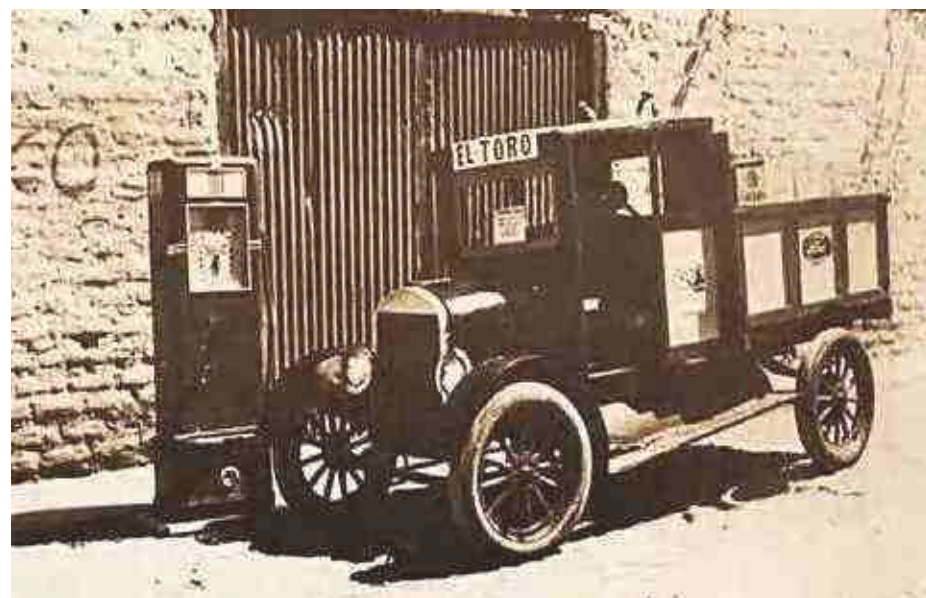
Los consumidores directos se abastecieron con 72.5% con diésel, 24.4% de petróleo industrial y 3.1% de gasoholes. Las compras realizadas por estos agentes representaron 31.8% del total. Los distribuidores minoristas se abastecieron con 80% de diésel y 20% de petróleo industrial. Sus compras fueron 2.5% del total.



Ilustración 5-3 Comercialización de combustibles líquidos por tipo de agente (2014)



Fuente: SCOP-Osinergmin. Elaboración: GFHL-Osinergmin.



Fuente: Libro Explorando las Profundidades del Perú (MEM) <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/institucional/publicaciones/biblioteca/hidrocarburos/libro.html>

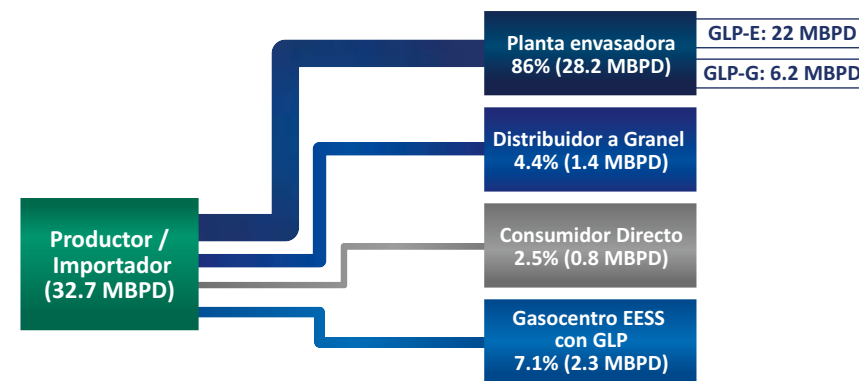
La **ilustración 5-3** muestra la distribución de la comercialización de combustibles cuatro años después, en 2014. Cabe notar que el volumen de diésel y gasoholes aumentó mientras que el de petróleo industrial se redujo, pero la participación del diésel en las ventas se incrementó y la de los gasoholes y petróleo industrial bajó. Asimismo, el volumen de combustibles comprado por los diferentes agentes subió, especialmente por parte de los EVPs. El volumen de diésel vendido se elevó de 87.4 MBPD en 2010 a 100.6 MBPD en 2014, el de gasoholes de 30.4 MBPD a 37 MBPD; mientras que el de petróleo industrial disminuyó de 10.7 MBPD a 4.3 MBPD.

La distribución porcentual del diésel a los usuarios finales se realizó en un porcentaje ligeramente mayor hacia los consumidores directos (de 34% en 2010 a 36% en 2014), mientras que mediante los EVPs se redujo en el mismo porcentaje (de 63% a 61%, respectivamente). La distribución porcentual de petróleo industrial hacia los diferentes agentes no cambió entre 2010 y 2014.

El abastecimiento de los EVPs se incrementó de 84.6 MBPD en 2010 a 97.1 MBPD en 2014. Asimismo, el porcentaje de combustible abastecido correspondiente a los gasoholes se elevó de 34.4% a 37% en el mismo periodo, mientras que el abastecimiento de diésel disminuyó en proporción de 65.2% a 63%. El total de compras de los EVPs representó 68.5%, 3 puntos porcentuales más que en 2010.

El abastecimiento de los consumidores directos se incrementó ligeramente de 40.9 MBPD a 41.2 MBPD, lo cual representó una caída con respecto a las compras totales de

Ilustración 5-4 Flujo Comercial del GLP (2010)



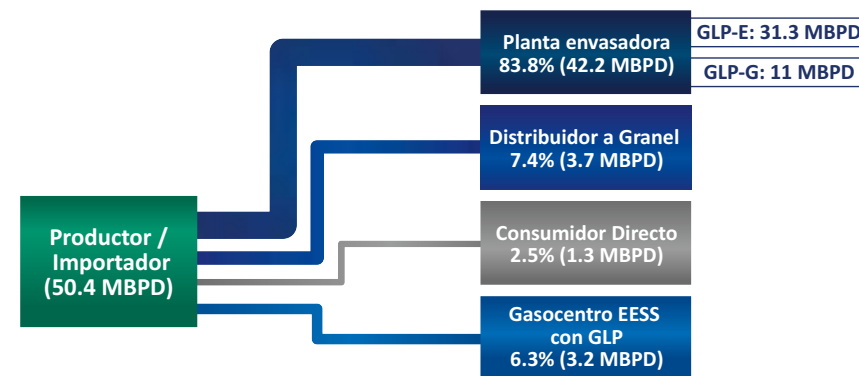
Nota. GLP-E: GLP para envasado. GLP-G: GLP para granel. Las ventas de GLP-E solo se realizan a las plantas envasadoras, que venden a otras plantas envasadoras, al distribuidor a granel, a los consumidores directos, a gasocentros, a locales de venta y distribuidores en cilindros. Los distribuidores a granel venden a los consumidores directos y gasocentros. Fuente: SCOP-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

31.8% a 29%. Cabe notar el incremento del abastecimiento de diésel de 72.5% a 87% de las compras, que sustituyó principalmente al petróleo industrial (de 24.4% a 10%). El abastecimiento de gasoholes disminuyó ligeramente su proporción de 3.1% a 3%.

Para terminar, las compras de los distribuidores minoristas se incrementaron en volumen de 3.2 a 3.6 MBPD, pero representaron la misma proporción de las ventas totales (2.5%). El abastecimiento de estos agentes varió en tanto 94% del combustible comprado correspondió a diésel (80% en 2010), mientras que solo 6% a petróleo industrial (20% en 2010).

En el caso del GLP, la comercialización inicia con los productores e importadores que venden a cuatro tipos de agentes. Su distribución entre los grandes agentes no ha tenido grandes cambios. La **ilustración 5-4** muestra que en 2010, 86% de las ventas de los productores/importadores fue destinada a las plantas envasadoras, principalmente en forma envasada y en menor cantidad a granel. El 7.1% fue vendido a los gasocentros y estaciones de servicio con gasocentro (en adelante gasocentros), 4.4% a distribuidores a granel y 2.5% a los consumidores directos.

Ilustración 5-5 Flujo Comercial del GLP (2014)



Nota. GLP-E: GLP para envasado. GLP-G: GLP para granel. Las ventas de GLP-E solo se realizan a las plantas envasadoras, que venden a otras plantas envasadoras, al distribuidor a granel, a los consumidores directos, a gasocentros, a locales de venta y a distribuidores en cilindros. Los distribuidores a granel venden a los consumidores directos y gasocentros. Fuente: SCOP-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

La **ilustración 5-5** muestra el flujo comercial del GLP durante 2014. En primer lugar se observa que la comercialización aumentó de 32.7 MBPD a 50.4 MBPD, es decir, 54%. Los distribuidores a granel elevaron su participación en 3%, reduciendo a los gasocentros a 0.8% y las plantas envasadoras a 2.2%. Sin embargo, cabe notar que el volumen comprado de GLP envasado se incrementó de 22 MBPD a 31.3 MBPD, es decir, 42%.



• Geografía de la distribución de combustibles

El abastecimiento de diésel por terminales y plantas de ventas en la zona norte¹⁴ proviene básicamente del terminal Salaverry, el terminal Étén y las plantas de ventas de Piura y Talara. Con respecto a la zona de la Costa central¹⁵, sobre todo viene de los

terminales del Callao y Pisco, y de las plantas de ventas de Conchán y La Pampilla. La zona sur¹⁶ es abastecida, prioritariamente, por los terminales de Ilo y Mollendo y las plantas de ventas de Cusco y La Pampilla. La Sierra central¹⁷, por otro lado, se nutre del terminal de Pisco y las plantas de ventas de Conchán y La Pampilla. La zona nororiente¹⁸ es

abastecida, principalmente, por las plantas de ventas de Iquitos, Tarapoto, Yurimaguas y El Milagro. Por último, la región Ucayali por las plantas de ventas de Maple y Pucallpa. La ilustración 5-6 muestra la distribución geográfica del abastecimiento de diésel en el Perú.

Con respecto a gasolinas y gasoholes, la distribución de los bloques regionales por terminales y plantas de ventas es similar a la del diésel, salvo en el sur, donde aparece la planta de ventas de Juliaca. La ilustración 5-7 muestra la distribución geográfica del abastecimiento de gasolinas y gasoholes en el Perú. Finalmente, sobre lo referente al GLP, la ilustración 5-8 muestra que la distribución de los bloques regionales por terminales y plantas de ventas tiene una mayor interacción entre las instalaciones ubicadas en las mismas.

En la zona norte, 43% se abastece de plantas en Lima (Repsol, 24% y Zeta Gas, 19%). En la zona de la Costa central, 95% de las plantas y terminales de Lima (Repsol, Zeta Gas y Terminales del Perú). En la zona sur, 88% del GLP por la planta de abastecimiento de Pisco; en la zona nororiente, 84% por la refinería de Talara y la planta de abastecimiento de Aguaytía. El resto llega desde Lima. La Sierra central vía Lima en 95%, el 5% restante de Aguaytía, con una participación mínima de la planta de Pisco. Finalmente, la región Ucayali se abastece totalmente desde Aguaytía.

El acceso a los combustibles permite a las familias y empresas obtener diferentes servicios. A continuación se describe el nivel de acceso a combustibles líquidos como las gasolinas/gasoholes, el diésel y el GLP mediante los establecimientos de venta al público de combustibles líquidos y los locales de venta de GLP.

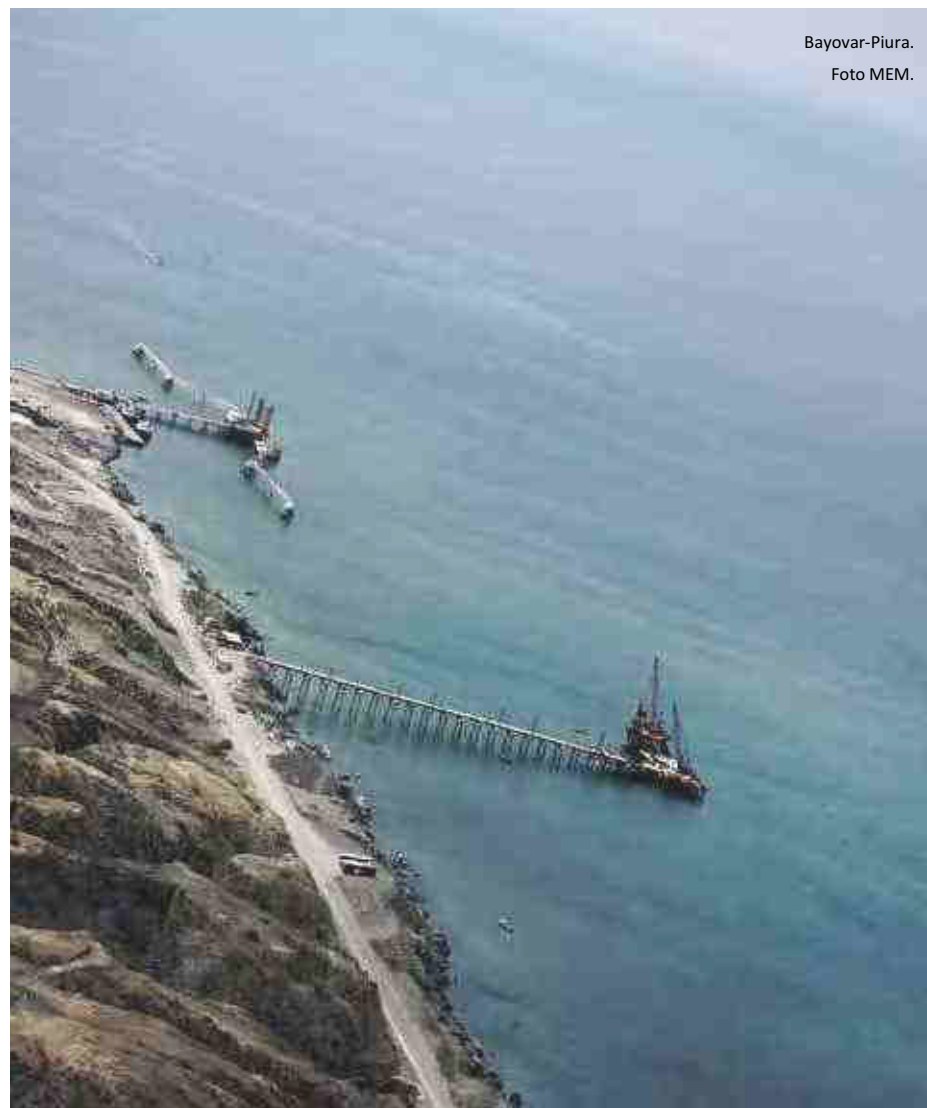
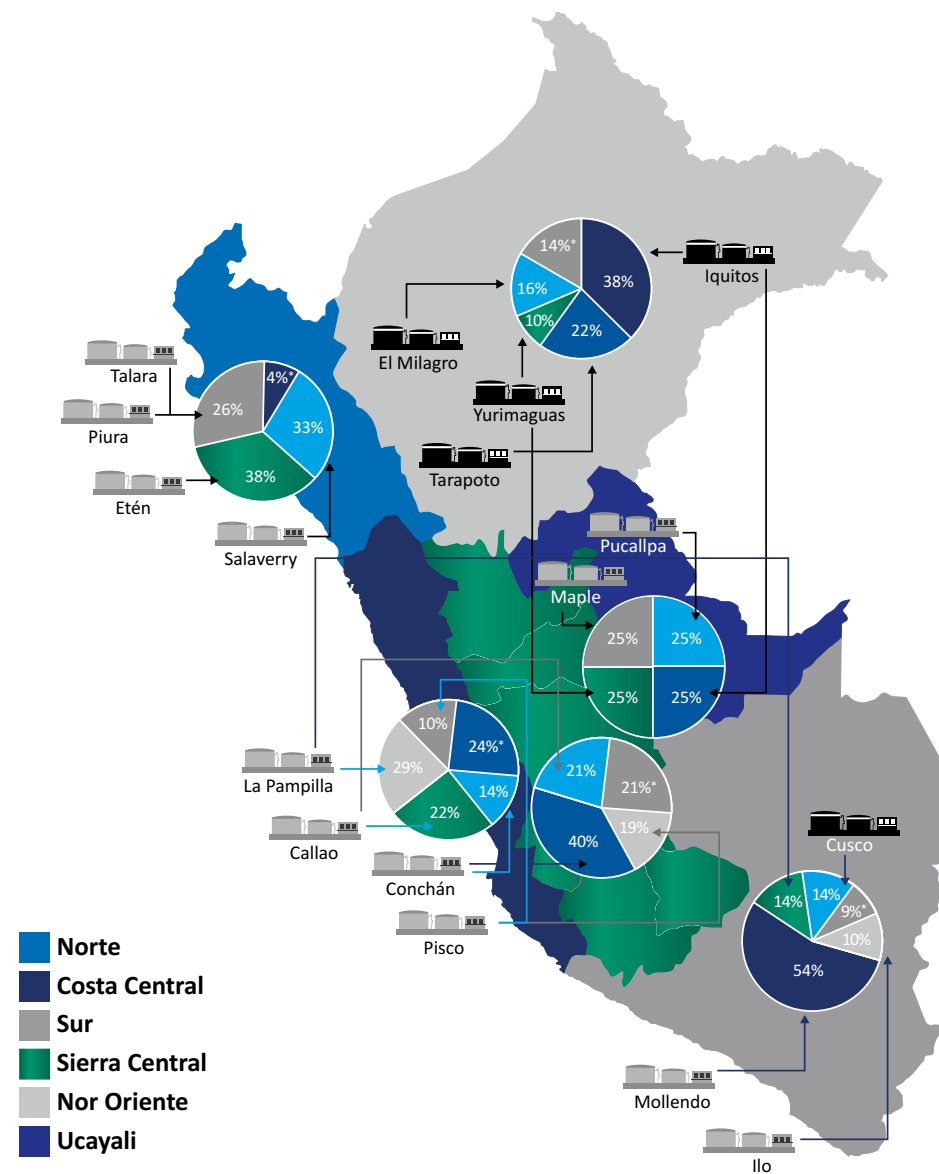


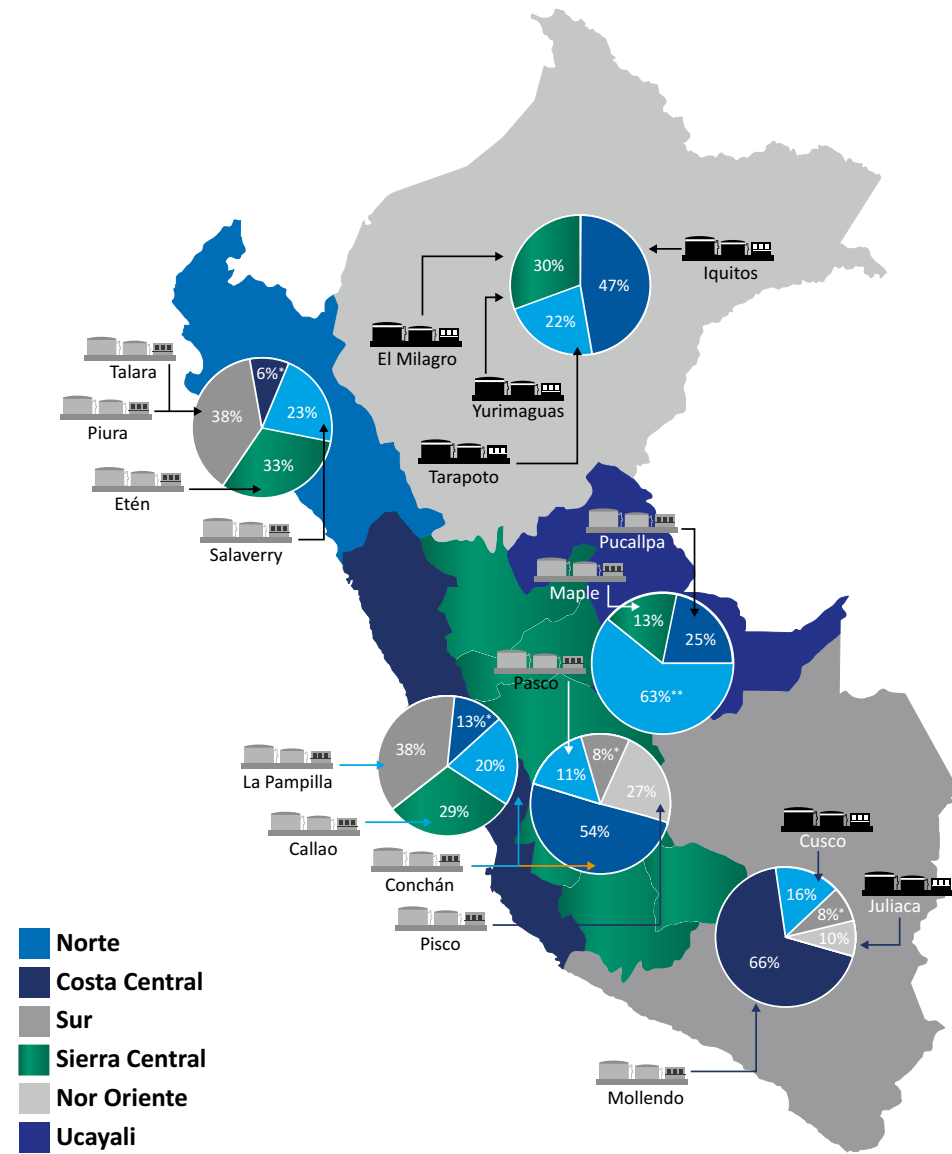
Ilustración 5-6 Geografía de la distribución de diésel (2014)



Nota. * Las proporciones de consumo que no referencian plantas de abastecimiento corresponden a otros¹⁹. Volúmenes (MBPD): Norte (20), Costa Central (41), Sur (25), Sierra Central (10), Nor Oriente (3) y Ucayali (0.01). Fuente: SCOP-Osinermin. Elaboración: OEE-Osinermin.

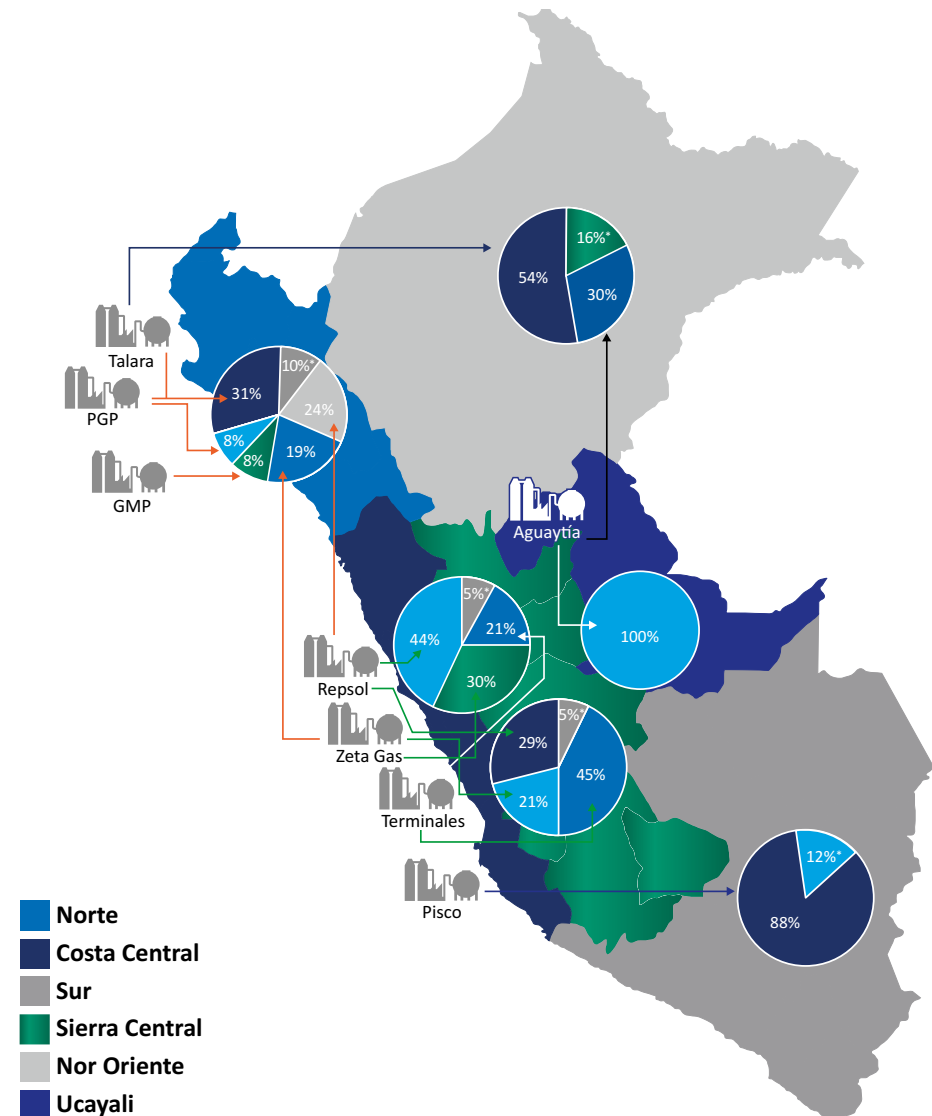


Ilustración 5-7 Geografía de la distribución de las gasolinas (2014)



Nota. * Las proporciones de consumo que no referencian plantas de abastecimiento corresponden a otros²⁰.
 ** Corresponde a la participación de cuatro plantas y un terminal con 1 MBPD cada uno.
 Volúmenes (MBPD): Norte (6), Costa Central (17), Sur (7), Sierra Central (2), Nor Oriente (3) y Ucayali (0.02).
 Fuente: SCOP-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Ilustración 5-8 Geografía de la distribución de GLP (2014)



Nota. * Las proporciones de consumo que no referencian plantas de abastecimiento corresponden a otros²¹.
 Volúmenes (MBPD): Norte (10), Costa Central (29), Sur (6), Sierra Central (4), Nor Oriente (1) y Ucayali (1).
 Fuente: SCOP-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.



5.7. ACCESO

Si bien la cantidad de empresas que operan pozos de explotación se ha mantenido constante (en 2010 hubo 17 y en 2014 19), el número de agentes que comercializan combustibles líquidos y GLP se ha incrementado en los últimos años: de 6 409 en 2010 a 17 477 en 2014, cerca de 180% (ver gráfico 5-19).

A continuación se analiza el acceso de los usuarios de vehículos residenciales y hogares a los combustibles vehiculares (gasolinas y gasoholes y diésel) y balones de GLP, respectivamente, a nivel regional.

• Combustibles líquidos

En relación con el grado de acceso a los combustibles líquidos, se analiza el índice de cobertura de EVPs²², que se construye tomando en cuenta la cantidad de EVPs

por cada 10 000 vehículos residenciales (en adelante vehículo) para 2014, según la Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía (ERCUE) de Osinermin del mismo año, y la capacidad en galones de combustibles líquidos de los diferentes EVPs, según el Registro de Hidrocarburos (RH) de Osinermin.

En el gráfico 5-20 se muestra las diferentes regiones en cuatro cuadrantes según estos dos indicadores. En el cuadrante I están las regiones cuyos EVPs tienen mayor capacidad por vehículo y son más numerosos, estas tienen relativamente más alternativas y mayor capacidad con respecto al promedio nacional. El cuadrante II corresponde a las regiones cuyos EVPs tienen una capacidad por vehículo más alta, pero existen menos alternativas con respecto al promedio regional (aquí se encuentra Lima).

En el cuadrante III hay regiones con menos EVPs, que tienen una capacidad menor con respecto al promedio nacional. Esto reflejaría menos alternativas de abastecimiento y un consumo potencial menor por vehículo, ya que un fuerte e imprevisto incremento de la demanda se enfrentaría a una limitada capacidad. Finalmente, en el cuadrante IV están las regiones con mayor cantidad de EVPs pero de poca capacidad, lo que reflejaría una mayor cantidad de alternativas con un consumo potencial menor.

• Gas licuado de petróleo

El GLP es el principal combustible que usan los hogares en actividades básicas como cocinar, calefacción o para los autos. Es, además, uno de los combustibles más versátiles que existen, ya que suministra calor y energía, tanto en áreas remotas

como en zonas urbanas densamente pobladas. Dado que es posible licuarlo a baja presión, es fácilmente transportable en distintos tipos de contenedores (cilindros, camiones, etc.) y no depende de tuberías de transmisión o redes de gasoductos. Con frecuencia es la principal y a veces la única energía moderna disponible, ya que es uno de los combustibles más limpios y de fácil uso para clientes de alto consumo, pero también de tan bajo uso, que no se justifica la inversión de una red de distribución de GN. Como se mencionó anteriormente, este combustible es el segundo más consumido en el Perú y tiene alta importancia en el segmento residencial. Según datos de la Encuesta Nacional de Hogares (Enaho) del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), el porcentaje de hogares que lo usa para la cocción de alimentos pasó de 36% a 76% entre 1997 y 2014 (ver gráfico 5-21).

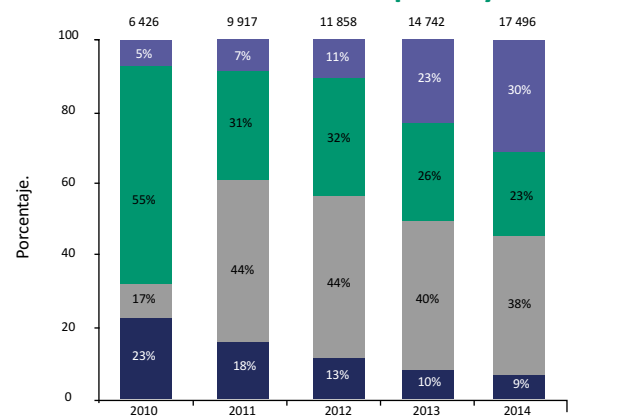
Con respecto al índice de cobertura de GLP, este fue medido como el número de locales de venta de GLP por cada 10 000 hogares en cada región y la capacidad promedio en miles de kilogramos de los locales por cada 10 000 hogares. El resultado se muestra en el gráfico 5-22, donde el punto de color azul representa el promedio nacional de cada indicador y se muestran cuatro cuadrantes. El cuadrante I incluye a las regiones cuyo número de locales y capacidad promedio por cada 10 000 hogares está por encima de los promedios nacionales. Esto implica que las alternativas de abastecimiento son mayores y que los locales tienen una gran capacidad en relación al número de potenciales clientes. El cuadrante II representa a las regiones que tienen relativamente menos locales (alternativas) en relación al número de hogares, pero son algo grandes en términos de capacidad, lo que podría indicar que hay más capacidad para atender un crecimiento del consumo y que

El GLP es el segundo combustible más consumido en el Perú y tiene alta importancia en el segmento residencial. Según Enaho, el porcentaje de hogares que lo usa para cocción de alimentos pasó de 36% a 76% entre 1997 y 2014.

cada local sirve, en promedio, más población que en las regiones del cuadrante I.

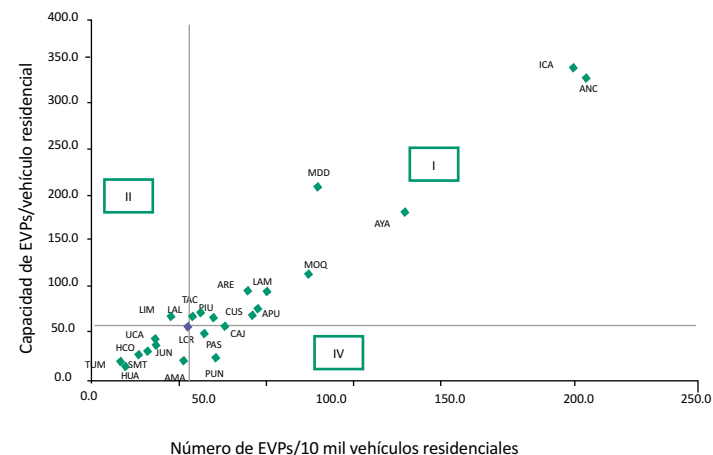
El cuadrante III corresponde a las regiones con menos alternativas de abastecimiento y menor capacidad por local en relación a la cantidad de hogares atendidos. Esto reflejaría menos acceso relativo y un consumo potencial menor de los habitantes, ya que un fuerte e imprevisto

Gráfico 5-19 Agentes productores y comercializadores de combustibles líquidos y GLP



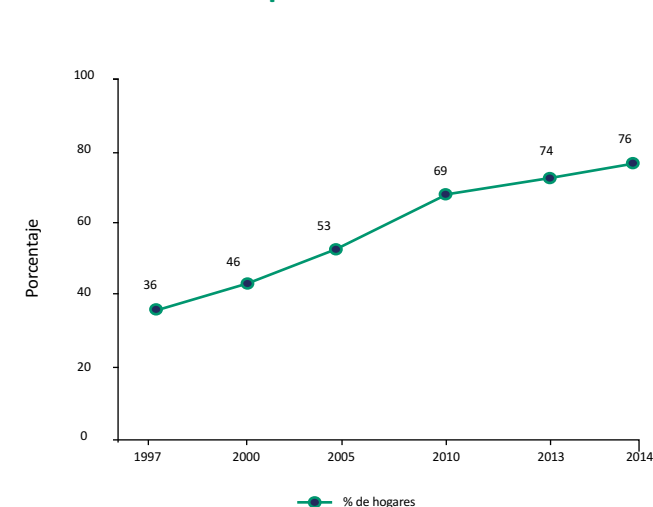
Nota. Las cantidades en la parte superior incluyen a las empresas que operan pozos de explotación. Las cantidades correspondientes a Consumidores Directos (CD), Establecimientos de Venta al Público (EVPs) y Locales de Venta de GLP contabilizan el número de establecimientos existentes en lugar de razones sociales. Fuente: RH-Osinermin, DGH-MEM y Perúpetro. Elaboración: OEE-Osinermin

Gráfico 5-20 Índice de cobertura de EVPs a 2014



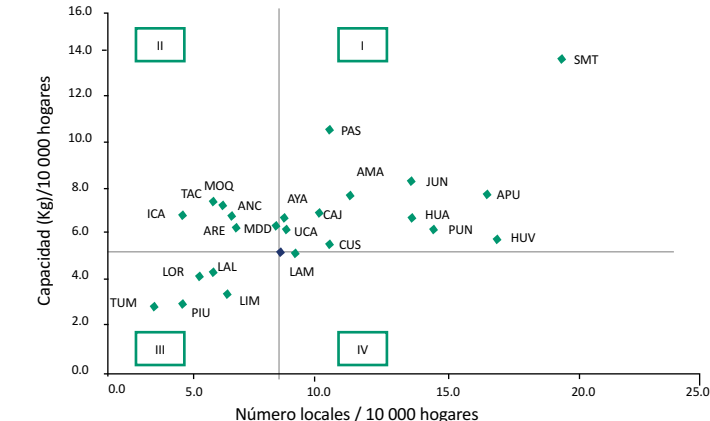
Regiones: Amazonas (AMA), Áncash (ANC), Apurímac (APU), Arequipa (ARE), Ayacucho (AYA), Cajamarca (CAJ), Cusco (CUS), Huancavelica (HUA), Huánuco (HCO), Ica (ICA), Junín (JUN), La Libertad (LAL), Lambayeque (LAM), Lima y Callao (LIM), Loreto (LOR), Moquegua (MOQ), Pasco (PAS), Piura (PIU), Puno (PUN), San Martín (SMT), Tacna (TAC), Tumbes (TUM) y Ucayali (UCA). Fuente: OEE-Osinermin

Gráfico 5-21 Evolución del porcentaje de hogares que usan GLP para la cocción de alimentos



Fuente: Enaho-INEI. Elaboración: OEE-Osinermin.

Gráfico 5-22 Índices de cobertura de locales de venta de GLP



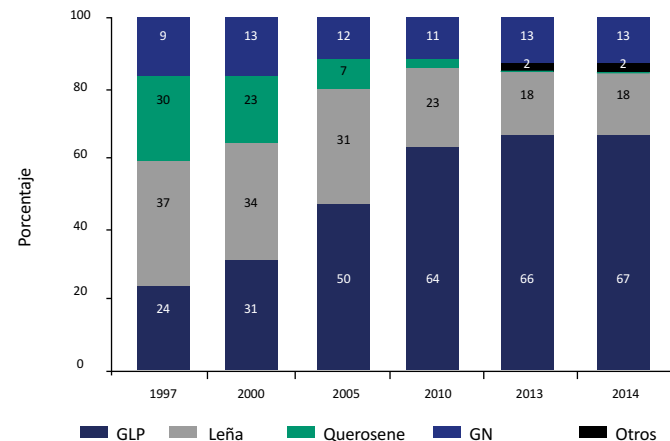
Regiones: Amazonas (AMA), Áncash (ANC), Apurímac (APU), Arequipa (ARE), Ayacucho (AYA), Cajamarca (CAJ), Cusco (CUS), Huancavelica (HUA), Huánuco (HCO), Ica (ICA), Junín (JUN), La Libertad (LAL), Lambayeque (LAM), Lima y Callao (LIM), Loreto (LOR), Moquegua (MOQ), Pasco (PAS), Piura (PIU), Puno (PUN), San Martín (SMT), Tacna (TAC), Tumbes (TUM) y Ucayali (UCA). Nota. Cuadrante I (más alternativas y capacidad), Cuadrante II (más capacidad y menos alternativas), Cuadrante III (menos alternativas y capacidad) y Cuadrante IV (más alternativas y menos capacidad). El número de hogares fue tomado del Censo Nacional 2007: XI de Población y VI de Vivienda. Fuentes: INEI y RH-Osinermin. Elaboración: OEE-Osinermin.



incremento de la demanda se enfrentaría a una limitada capacidad. Finalmente, el cuadrante IV, donde está Lambayeque, corresponde a una situación donde existen mayores alternativas con respecto al promedio nacional, pero con una menor capacidad. Este caso se podría describir como la presencia de más acceso y menos consumo potencial relativo.

Finalmente, en relación al mix de tecnologías utilizadas por los hogares para la cocción de alimentos se observa, gracias a la información de la Enaho, que el GLP es el combustible que con mayor frecuencia usan los hogares para cocinar seguido de la leña. Asimismo, ha incrementado su participación en los últimos años, básicamente por la salida del mercado del querosene en 2010. Este último fue muy utilizado para este fin hasta 2003. Para 2014, el gráfico 5-23 muestra que el GLP fue usado con mayor frecuencia para cocina en 67% de los hogares.

Gráfico 5-23 Evolución del mix energético que con mayor frecuencia usan los hogares para cocinar



Fuente: Enaho-INEI. Elaboración: OEE-Osinergmin.



Pozo en corrientes Lote 8. Foto GFHL-Osinergmin.



PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

La caída del precio del petróleo (iniciada en junio del 2014) ha sido un factor generador de impacto directo sobre las actividades exploración – explotación de las empresas, ya que disminuyó la inversión proyectada en periodos de estabilidad y precios altos; y determinó una menor posibilidad de hallazgos de nuevas reservas y una caída en la producción de hidrocarburos, incidiendo en la menor producción de crudo pesado en la Selva norte del país. Esta baja, sumada a la dificultad de las refinerías para procesar petróleo producido, dictó la necesidad de mayor importación de petróleo ligero y de combustibles líquidos, lo que generó más déficit en la Balanza Comercial. Si bien los proyectos de modernización de las refinerías de Talara y La Pampilla permitirán refinar nuestro petróleo, mejorar la Balanza Comercial de Hidrocarburos y disminuir los niveles de contaminación ambiental, en mayor o menor grado mantendremos una dependencia del mercado internacional. Para reducirla se debe continuar con la diversificación de nuestra matriz energética, además de hacer más atractivos los contratos de exploración y explotación petrolera.

Ing. Beatriz Juana Adaniya Higa, Gerente de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (e).





06

OSINERGMIN EN LA SUPERVISIÓN

CALIDAD Y SEGURIDAD EN LA INDUSTRIA



Osinergmin en la supervisión Calidad y seguridad en la industria

En la década de los noventa se inició en el país el proceso de privatización de la industria de los hidrocarburos. Hasta ese entonces todas las instalaciones, desde las actividades de exploración y explotación (*upstream*) hasta el transporte y comercialización mayorista de combustibles (*downstream*), estaban a cargo de Petróleos del Perú S.A. (Petroperú). En agosto de 1993 se publicó la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, y a partir de su promulgación, el Ministerio de Energía y Minas y Osinergmin emitieron una serie de reglamentos que rigen el accionar de las distintas actividades de hidrocarburos.

Supervisión de estación de venta al público.
Foto OC-Osinergmin.



OSINERGMIN EN LA SUPERVISION

Calidad y seguridad en la industria

Dentro de su estructura orgánica, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) incluye a la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), mediante la cual, inicialmente, reglaba y fiscalizaba el cumplimiento de la normativa ambiental para el desarrollo de las actividades minero-energéticas. Luego, el Estado peruano creó, vía la Ley N° 26734, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osinerg, hoy Osinergmin), con autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera, encargado de fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con los subsectores de electricidad e hidrocarburos, así como de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente en el desarrollo de dichas actividades.



Como se mencionó en el **capítulo 4**, Osinergmin tiene función reguladora¹, normativa, supervisora, fiscalizadora y sancionadora, además de dar solución a reclamos y controversias. En el sector de hidrocarburos cumple, principalmente (bajo el ámbito de sus competencias), las primeras cinco funciones mencionadas. Mediante la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (GFHL) y las oficinas regionales, se supervisa, fiscaliza y sanciona en primera instancia en temas de hidrocarburos líquidos. La función sancionadora en segunda instancia la ejecuta el Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería (Tastem); y de la reguladora en hidrocarburos se hace cargo

la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART).

6.1. GERENCIA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

Osinergmin busca equilibrar los intereses del ciudadano, las empresas y el Estado en los sectores de su competencia. Como parte de sus actividades, ejecuta diversos procedimientos. Para el sector hidrocarburos se ha identificaron los que se muestran en el **cuadro 6-1**.

El principal producto, resultado de los procesos atendidos en el sector hidrocarburos líquidos por Osinergmin,

son las resoluciones que refieren al cumplimiento de requisitos normativos (procesos relacionados a las empresas), atención de solicitudes de reconsideración y apelación (proceso sancionador a empresas), las propuestas normativas (procesos relacionados al gobierno), entre otros. Estas son publicadas en el diario oficial El Peruano o notificadas a las entidades supervisadas o a los usuarios, dentro de los plazos y formas previstas en las normas vigentes y según corresponda.

Los procesos atendidos por Osinergmin, desde la perspectiva del ciudadano, son de importancia ante los problemas que surgen en la prestación de los servicios

Cuadro 6-1
Procesos atendidos en Osinergmin en el sector hidrocarburos líquidos por grupo de interés

Ciudadano	Empresa	Estado
<ul style="list-style-type: none"> · Orientación y trámite. · Gestión de la informalidad en la comercialización. · Atención de denuncias. · Atención solicitudes de información. 	<ul style="list-style-type: none"> · Atención de solicitud de Informes Técnicos Favorables (ITF)¹² · Atención de solicitud de Registro de Hidrocarburos (RH). · Supervisión y fiscalización (seguridad, control de calidad, control metrológico, transacciones comerciales, precios). · Atención de solicitudes de reconsideración y apelación · Solución de controversias. 	<ul style="list-style-type: none"> · Informes técnicos legales. · Estadística sectorial. · Propuestas normativas.

Fuente y elaboración: GFHL-Osinergmin.

brindados por las entidades supervisadas. Desde el punto de vista de los inversionistas (empresas) en el sector hidrocarburos, existen procesos de atención de Informe Técnico Favorable (ITF) y atención de Registro de Hidrocarburos (RH), los cuales les permiten operar y, de ser el caso, comercializar el producto o servicio que brindan. El proceso de supervisión de control de calidad y control metrológico coadyuva a la formalización de los agentes en el mercado en la cadena de comercialización, ya que identifica los establecimientos que venden menor cantidad y menor calidad por el mismo precio, lo que perjudica al ciudadano y a la sociedad.



6.2. ATENCIÓN DE SOLICITUDES

Como consecuencia de las publicaciones del Decreto Supremo N° 004-2010-EM (transfirió el RH a Osinermin) y del Decreto Supremo N° 029-2010-EM (establece disposiciones para simplificar procedimientos administrativos en el subsector hidrocarburos), Osinermin publicó, en noviembre de 2011, la Resolución de Consejo Directivo N° 191-2011-OS/CD. Mediante esta se aprueba el nuevo Reglamento del RH y el nuevo régimen de atención de las solicitudes de Informes Técnicos Favorables (ITF).

Cabe señalar que de acuerdo con los considerandos de la referida norma, la Resolución de Gerencia General N° 136-2011-OS/GG aprobó la Estrategia para la implementación de mejoras en los procedimientos vinculados al RH del Osinermin (en adelante, Estrategia). A partir de ella se emitió la Resolución de Consejo

Directivo N° 126-2011-OS/CD que dispuso la modificación de los requisitos exigibles en los procedimientos administrativos vinculados a la inscripción y modificación del RH y los informes y opiniones técnicos favorables requeridos (por ejemplo, ITF). La Estrategia contempló la optimización de estos procedimientos administrativos, por lo cual se emitió la Resolución N° 191-2011-OS/CD antes citada. El nuevo reglamento aprobado contempla requisitos y procedimientos acordes con los principios de simplicidad, eficacia y presunción de veracidad citados en el artículo IV del Título Preliminar de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

Así, la Resolución 191-2011-OS/CD simplificó diversos trámites administrativos mediante la aplicación de declaraciones juradas que impactaron en una disminución en el número de ITF solicitados, especialmente en lo que corresponde a las unidades menores. El gráfico 6-1 muestra lo descrito previamente. A partir de 2012 se observa

una disminución de 74% de solicitudes ingresadas, de 6 365 solicitudes en 2011 se bajó a 1 671 solicitudes en 2012 y, a partir de ese año, se ha mantenido el nivel.

a. Proceso de atención de solicitudes

Tal como se mencionó anteriormente, mediante el D.S. N° 004-2010-EM se transfirió a Osinermin la administración del RH. En noviembre de 2011 entró en vigencia la Resolución N° 191-2011-OS/CD que aprobó su nuevo régimen. Las solicitudes son presentadas por los usuarios para la inscripción de nuevas instalaciones, para modificación de datos como los representantes legales, las capacidades de almacenamiento, de razón social, entre otros. En el gráfico 6-2 se muestra la cantidad de solicitudes presentadas por los usuarios y atendidas (contempla tanto las actividades de unidades menores como mayores). Asimismo, se observa el efecto del cambio de régimen que permitió un incremento de solicitudes ingresadas a partir de 2012.

b. Proceso administrativo sancionador

A inicios de 2009, la GFHL de Osinermin tenía 6 287 casos con Procedimiento Administrativo Sancionador (PAS) iniciado y en primera instancia, en su mayoría expedientes generados como resultado de acciones de supervisión de años anteriores. La toma de medidas adecuadas permitió reducir 88% la carga procedimental a diciembre de dicho año (de 734 casos en trámite de primera instancia a 110) (ver gráfico 6-3).

Cabe mencionar que a partir de 2010, la GFHL fue reduciendo los plazos máximos (en primera instancia) de atención de los PAS a su cargo. En 2013, dicho plazo fue establecido en 50 días hábiles como máximo por expediente. El gráfico 6-4 muestra la baja de los tiempos de atención. Dicha mejora fue favorecida por la aprobación y aplicación de Criterios Específicos de Sanción (CES), los cuales se traducen en montos estandarizados de multas a imponer

por infracciones cometidas por las unidades menores. Los CES permiten ahorrar el tiempo que demandaban anteriormente los cálculos de las multas por caso. Así también se elaboró el Manual de Lineamientos Legales en 2012, con el que se redujeron algunos trámites para acelerar la atención de los PAS.

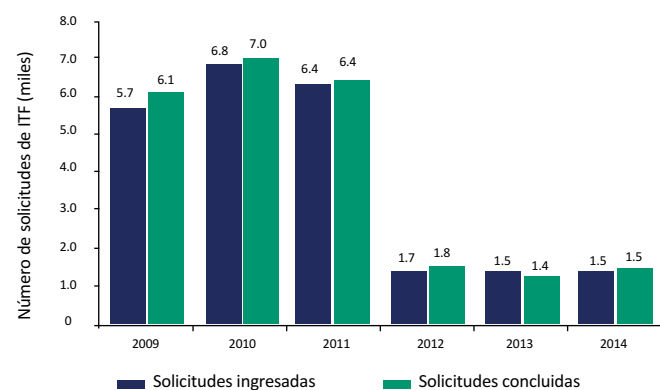
c. Proceso de supervisión en el control de calidad

Según el artículo 5to. de la Ley N° 27699 publicada en abril de 2002, Osinermin ejerce de manera exclusiva las facultades de control de cantidad (metrológico) y de calidad de combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos en las actividades comprendidas bajo el ámbito de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH). Hasta 2010, la metodología para el control de calidad y metrológico fue la supervisión censal. Bajo este método, el universo de grifos y estaciones de servicios a nivel nacional era supervisado por Osinermin una o dos veces al año.

74%
disminuyó el número de solicitudes de ITF ingresados en 2012, gracias a la aplicación de declaraciones juradas

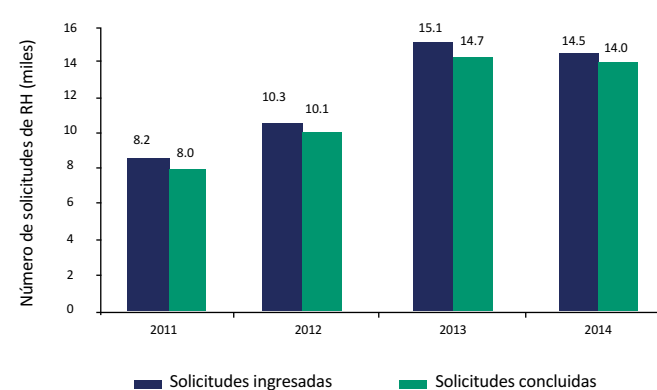
En julio de 2010, se llevó a cabo por primera vez el control de calidad y metrológico usando el esquema de supervisión muestral. Este se realizó con el objetivo de contar con una metodología que pudiera reducir el nivel de predictibilidad de las visitas de supervisión que se aplicó a partir de 2011 (se supervisa a una muestra representativa del universo de grifos y estaciones de servicio a nivel nacional, lo que permite llevar a cabo la vigilancia de manera simultánea en varios departamentos y veces al año). El gráfico 6-5 representa la evolución del porcentaje de

Gráfico 6-1 Solicitudes para atención de informes técnicos



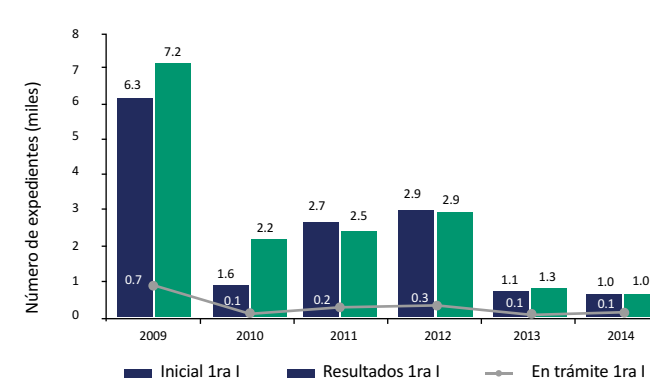
Fuente y elaboración: GFHL-Osinermin.

Gráfico 6-2 Solicitudes para atención de RH



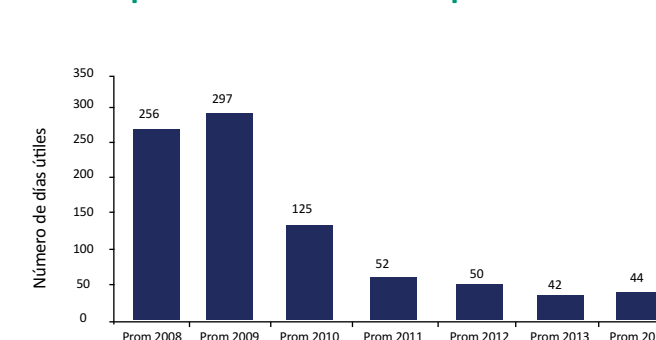
Fuente y elaboración: GFHL-Osinermin.

Gráfico 6-3 Flujo de expedientes en primera instancia de la GFHL



Fuente y elaboración: GFHL-Osinermin.

Gráfico 6-4 Tiempo promedio para atender expedientes de sanciones por la GFHL



Fuente y elaboración: GFHL-Osinermin.



desaprobados en el control de calidad de los combustibles con respecto a los parámetros de octanaje en gasolinas / gasoholes y punto de inflamación en diésel B5 / diésel B5 S-50.

supervisa exhaustivamente una muestra representativa del universo de todos los establecimientos existentes en el país. Al igual que en el caso de control de calidad, se les iniciaron procesos sancionadores a aquellos grifos y estaciones de servicio que no cumplieron el control metrológico.

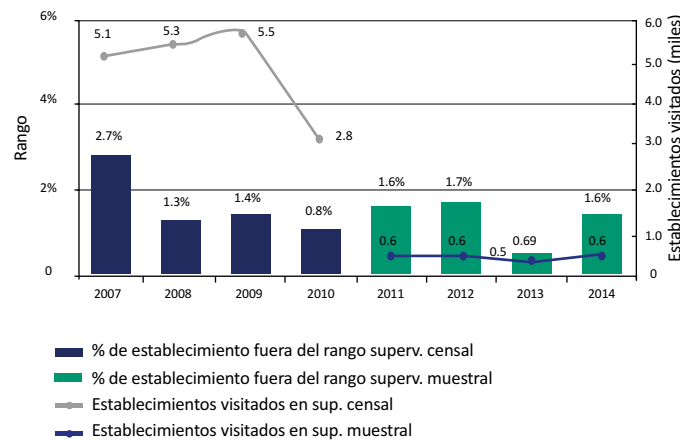
calibrado en un laboratorio autorizado por el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi). Se seleccionan mangueras de despacho en cada establecimiento supervisado y se verifica que se está entregando la cantidad exacta de combustible solicitada por los clientes. El gráfico 6-6 representa la evolución del porcentaje de establecimientos que resultaron desaprobados en el control metrológico de los combustibles en el Perú.

d. Proceso de supervisión en el control metrológico

A la fecha, el control de cantidad o control metrológico que realiza Osinergmin en los grifos y estaciones de servicios a nivel nacional es muestral, es decir, se

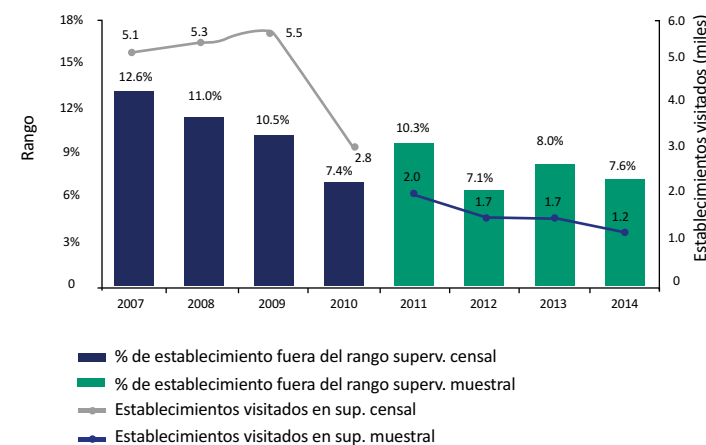
El control metrológico se realiza utilizando un equipo denominado Medidor Volumétrico Patrón (MVP), que tiene una capacidad de cinco galones y se encuentra debidamente

Gráfico 6-5 Establecimientos/grifos y estaciones de servicio visitados y porcentajes de incumplimiento en control de calidad 1,2,3



Notas.
 1) La reducción observada en el número de establecimientos visitados entre 2009 y 2010 se debe a que en 2009 se realizaron dos visitas a todos los establecimientos, mientras que en 2010 se hizo una.
 2) El incremento del porcentaje de incumplimiento entre 2010 y 2011 obedece a que durante la supervisión censal se realizaba una a dos veces al año y en orden geográfico. Esto originaba posibles incentivos perversos: los establecimientos/grifos y estaciones de servicio aprovechaban los periodos en los cuales no había vigilancia para obtener ganancias ilícitas. En ese sentido, el cambio a la supervisión muestral junto con el incremento del número de equipos de prueba rápida, redujo la predicción de la supervisión ya que sucedía sin que lo esperaran en varias zonas al mismo tiempo. Por ello, el incremento de 2011 reflejaría tanto el error muestral, como una mayor capacidad de detección gracias al sistema implementado.
 3) En 2013, por razones de presupuesto, se redujo el número de visitas.
 Fuente y elaboración: OR-Osinergmin.

Gráfico 6-6 Establecimientos visitados y porcentajes de incumplimiento en control metrológico 1,2



Notas.
 1) La reducción observada en el número de establecimientos visitados entre 2009 y 2010 se debe a que en 2009 se realizaron dos visitas a todos los establecimientos, mientras que en 2010 se hizo una.
 2) El incremento del porcentaje de incumplimiento entre 2010 y 2011 obedece a que durante la supervisión censal se realizaba una a dos veces al año y en orden geográfico. Esto originaba posibles incentivos perversos: los establecimientos aprovechaban los periodos en los cuales no había supervisión para obtener ganancias ilícitas. En ese sentido, el cambio a la supervisión muestral junto con el incremento del número de equipos de prueba rápida, redujo la predicción de la supervisión ya que sucedía sin que lo esperaran en varias zonas al mismo tiempo. Por ello, el incremento de 2011 reflejaría tanto el error muestral, como una mayor capacidad de detección gracias al sistema implementado.
 Fuente y elaboración: OR-Osinergmin.



Supervisión de estación de venta al público. Foto OC-Osinergmin.



ESQUEMA DE INGRESOS GARANTIZADOS

Los esquemas de ingresos garantizados son positivos para proyectos nuevos de gran envergadura y persiguen dos objetivos: reducir el riesgo comercial (en particular, de la demanda) y el de financiamiento. En el caso de los proyectos del ducto de líquidos del Gasoducto Sur Peruano y del Poliducto Pisco Lurín, este esquema está asociado al transporte de hidrocarburos y a brindar mayor acceso y seguridad energética al país. La viabilidad se liga a la garantía de obtención de ingresos suficientes. El esquema de ingresos garantizados responde a ello y permite obtener los fondos para financiar estos proyectos. Mediante el Contrato BOOT que suscribió el consorcio Gasoducto Sur Peruano con el Estado Peruano, y del contrato que se firmará para el Poliducto Pisco Lurín, se establecen condiciones para la vigencia del esquema. Así como en el caso de Camisea, su incorporación será beneficiosa para la ejecución de los referidos proyectos en la etapa inicial.

Eco. Félix Noé Suto Fujita, Miembro del Consejo Directivo de Osinergmin.





07

HUELLAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS

IMPACTOS ECONÓMICOS



Huellas del sector hidrocarburos

Impactos económicos

La importancia de los hidrocarburos líquidos en la economía peruana se puede entender fundamentalmente por el impacto del subsector en los principales indicadores económicos asociados al crecimiento y desarrollo del país.

Refinería Talara.
Foto Petroperú.



HUELLAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS

Impactos económicos

Con el pasar del tiempo, los hidrocarburos líquidos cobran más importancia en el desarrollo de la economía peruana. Por ejemplo, la demanda de petróleo se concentró en el sector transporte con una participación de 68% en 2014. En el caso del gas licuado de petróleo (GLP), asociado a los líquidos de gas natural (LGN), se estima que el sector de mayor participación es el residencial, con 55% del total (ver **ilustración 7-1**). Para poner en perspectiva los efectos económicos de la actividad del subsector, se presentan a continuación los impactos relevantes en la economía, así como los de cuatro políticas públicas ejecutadas por Osinergmin.



7.1. IMPACTOS MACROECONÓMICOS

La importancia del sector hidrocarburos en la economía peruana se puede apreciar mediante su participación en cuatro variables económicas fundamentales: Producto Bruto Interno (PBI), Valor Agregado Bruto (VAB), inversiones y Balanza Comercial de Hidrocarburos. Además, está el efecto del inicio de la explotación de los LGN de Camisea en la Balanza Comercial de GLP, y los de un incremento en la producción de hidrocarburos, generados con un análisis de equilibrio general computable. El primer escenario corresponde a una simulación del impacto en la economía de un incremento de 10% en la producción de productos refinados. El segundo a un incremento de

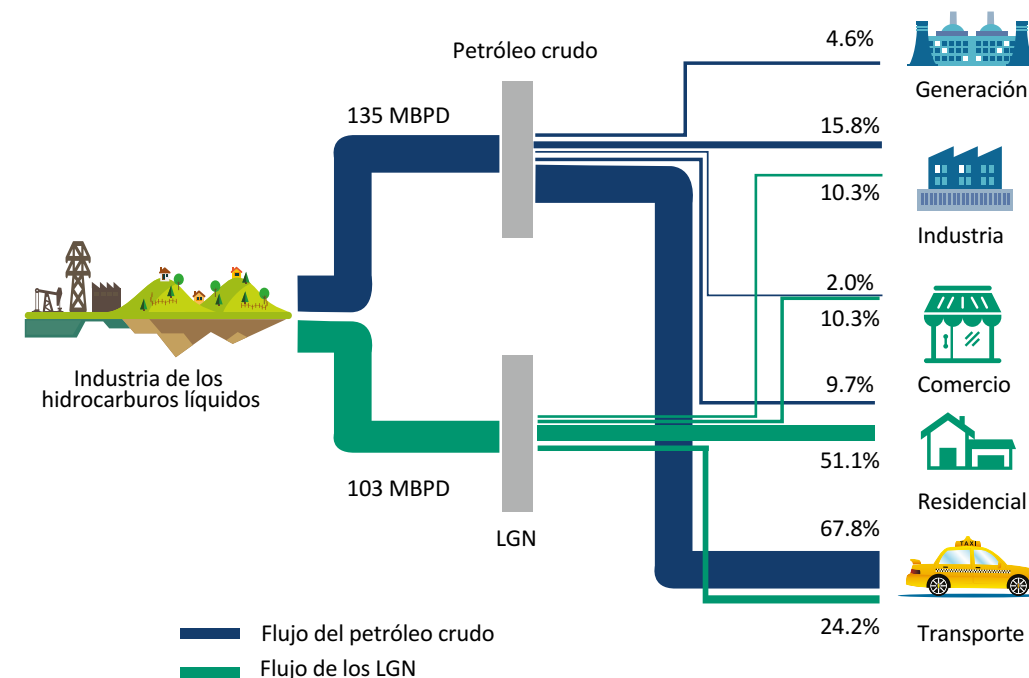
10% en la producción de petróleo a nivel nacional. Finalmente, el tercer escenario a la subida simultánea en 10% de la producción de petróleo y LGN.

a. Producto Bruto Interno

Según datos del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), la participación del sector hidrocarburos (extracción de petróleo y gas y refinación de petróleo) dentro del PBI total alcanzó 3.6% en 2014. Esto muestra una tendencia decreciente entre 2011 y 2014 debido al agotamiento de los campos productores en el país; sin embargo, a 2011, el PBI del sector hidrocarburos alcanzó 4.2%, su mayor participación en los últimos 20 años (ver **gráfico 7-1**).

La participación del sector hidrocarburos dentro del PBI total muestra una tendencia creciente, pasando desde 1.2% en 1995 a 4.2% en 2011. Luego, tiende a decrecer.

Ilustración 7-1
Flujo comercial de los combustibles líquidos en el mercado interno, 2014*



Nota. Las proporciones se tomaron de la última información oficial disponible (2012).
* Información referencial.
Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.



Bayovar-Piura. Foto MEM.

b. Valor Agregado Bruto

Otro indicador que muestra la relevancia macroeconómica del sector hidrocarburos es su participación en el VAB. Si en 1994, el peso del sector hidrocarburos en la economía peruana ascendía a 2% del VAB total, en 2014 dicha participación se duplicó llegando a 3.9%, impulsado por la explotación de hidrocarburos en el territorio nacional. Cabe notar que en 2013, la participación alcanzó su máximo con 4.2% (ver gráfico 7-2).

c. Inversiones

El crecimiento económico peruano del periodo 2005-2013 se debió, en buena medida, a la ampliación de la capacidad productiva del país generada por la inversión. Según el Ministerio de Energía y Minas (MEM), las inversiones en el sector hidrocarburos han adquirido un dinamismo notorio a escala nacional. Antes de 2006 llegaron como máximo a US\$ 688 millones y desde 2006 se observa un crecimiento moderado: alcanzaron su pico en 2012 con

US\$ 1 880 millones. A nivel macroeconómico, esto representó 4.8% de la inversión privada (ver gráfico 7-3).

d. Sector externo

La balanza de hidrocarburos ha sido deficitaria en los últimos 15 años. En términos monetarios, el déficit que se muestra en el gráfico 7-4 ha crecido en más de 200% entre los años 2000 y 2014. No obstante, sin el desarrollo de los LGN del Proyecto Camisea que permitió el incremento de la producción de GLP entre otros derivados, sería mayor.

de GLP) y uno contrafactual (se considera la Balanza Comercial de GLP sin el desarrollo de los LGN del Proyecto Camisea).

Tal como se aprecia en el gráfico 7-5, la Balanza GLP ha pasado de una situación deficitaria en 2003 ascendente a más de US\$ 100 millones a una situación superavitaria de US\$ 104 millones, lo que contrasta con la tendencia creciente de su déficit en el escenario de no entrada de los LGN de Camisea, que a 2014 hubiese alcanzado un déficit de US\$ 862 millones. Con fines de comparación, se lleva a valor de 2014 la reducción anual del déficit en la Balanza del GLP, utilizando la tasa social de descuento¹ (TSD), determinada por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) en 9% en soles. Al ajustar por inflación y devaluación, se obtiene una tasa de 14.01% en dólares², la cual va a ser utilizada para el presente capítulo. A valores de 2014, la reducción del déficit en la Balanza GLP asciende a US\$ 11 258 millones.

La Balanza Comercial del GLP pasó desde una situación deficitaria en 2003 ascendente a más de US\$ 100 millones a una situación superavitaria de más de US\$ 100 millones en el 2014.

Gráfico 7-1 PBI del sector hidrocarburos 1995-2014

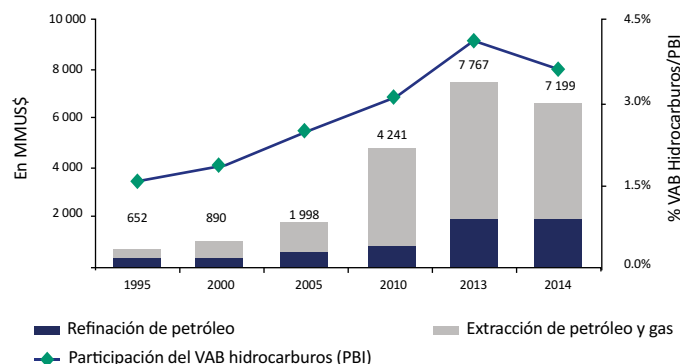
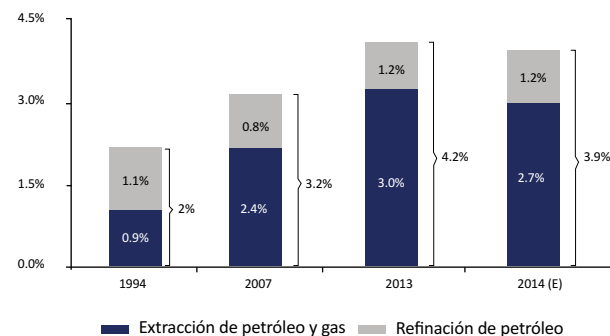
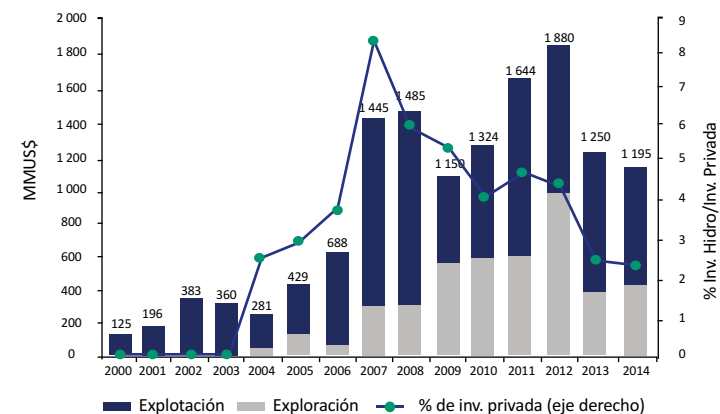


Gráfico 7-2 Contribución del VAB del sector hidrocarburos en el VAB total, 1994-2014



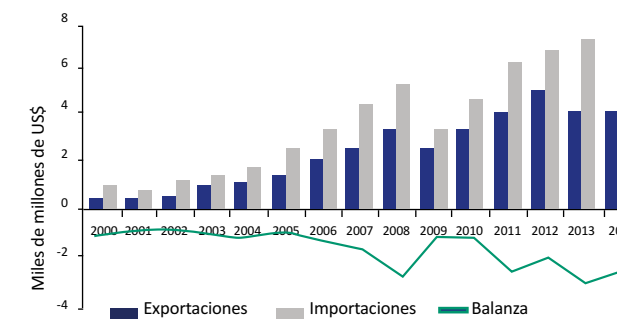
Nota. [E] Valor estimado. Fuente: INEI. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 7-3 Inversión del sector hidrocarburos, 2000-2014



Fuentes: MEM y BCRP. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 7-4 Balanza Comercial de hidrocarburos líquidos* 2000-2014



*No incluye GNL. Fuente: MEM. Elaboración: OEE - Osinermin.



e. Efecto del subsector hidrocarburos líquidos en el equilibrio general de la economía peruana

Con el objeto de cuantificar los efectos de una expansión del subsector hidrocarburos líquidos en el conjunto de la economía peruana, se realiza una evaluación de impacto macroeconómico utilizando un modelo de equilibrio general computable (MEGC). Esta es una representación numérica de las condiciones de equilibrio agregado en cada uno de los mercados de una economía, en la cual intervienen productores y consumidores con comportamientos establecidos mediante funciones de producción y consumo que dependen de los precios relativos. Entre sus características están: la base de teoría microeconómica sólida, que permite cuantificar los efectos

directos e indirectos de una política en las diferentes variables sectoriales y agregadas relevantes; que la regularidad de que exista consistencia interna de los resultados; y que es altamente flexible, puesto que puede considerar diferentes formas de funcionamiento de una economía. A partir de este modelo se realizaron tres simulaciones.

i. Efecto del aumento en 10% de la producción de productos refinados del petróleo

Los resultados de la simulación indican un incremento del PBI en 0.1%. No obstante, se observarían impactos diferenciados a nivel sectorial por la reasignación de recursos entre sectores. Así, se tiene que los que usan intensamente los derivados de petróleo aumentan su valor agregado, mientras que en los sectores que producen sustitutos de los derivados de petróleo o utilizan intensamente capital, se reduce su valor agregado debido a la redistribución de recursos desde dichos sectores hacia

la producción de derivados de petróleo. El efecto sobre el PBI es acompañado por una mejora en la balanza comercial de 0.15%, debido a un aumento de las exportaciones de derivados de hidrocarburos, una subida del resultado fiscal en 0.03% porque la recaudación aumenta, y un incremento en el bienestar de los hogares, medido por la Variación Equivalente (VE)³: 0.11% en los hogares pobres (quintiles 1 y 2) y 0.09% en los hogares ricos (quintiles 3, 4 y 5).

ii. Efecto del incremento de la producción de petróleo en 10%

Los resultados de la simulación indican que el referido aumento de la producción de petróleo incrementa el PBI en 0.15%. A nivel sectorial, los que usan intensamente los derivados de petróleo elevan su valor agregado, mientras que los que usan intensamente capital lo reducen debido a la redistribución de recursos hacia la producción de derivados de petróleo. El efecto sobre el PBI se acompaña de una mejora en la Balanza Comercial de 0.27%, esto se debe a un aumento de las exportaciones de petróleo, del resultado fiscal primario en 0.07% (por el incremento de la recaudación fiscal en el sector petrolero) y en el bienestar de los hogares (0.19% en los hogares pobres y 0.16% en los hogares ricos).

iii. Efecto del incremento simultáneo de la producción de petróleo y LGN en 10%

La tercera simulación realizada combina el escenario anterior con un incremento equivalente en la producción de LGN. Los resultados indican que el aumento de la producción de los hidrocarburos líquidos incrementa el PBI en 0.22%, 0.07% más que en el caso anterior. A nivel sectorial, habría un mayor efecto en las actividades

asociadas a la producción de estos bienes, como la extracción de petróleo, LGN y fraccionamiento de LGN; sin embargo, la extracción de gas disminuye por el aumento del petróleo. La redistribución de factores es más fuerte que en el escenario anterior, por lo que las caídas en industria intensiva en energía, extracción de gas, minería y otros sectores industriales, son mayores. El efecto sobre el PBI es acompañado por una mejora en la Balanza Comercial de 0.4%, debido al aumento de las exportaciones de hidrocarburos líquidos, un alza del resultado fiscal en 0.14% por los aumentos de la recaudación en el sector petrolero y de LGN, y un incremento en el bienestar de los hogares (0.31% en los hogares pobres y 0.25% en los hogares ricos).

La base de datos sobre la cual se realizaron las simulaciones, también llamada Matriz de Contabilidad Social, corresponde a los flujos de ingresos y gastos de todos los agentes de la economía para 2010. Los principales resultados pueden observarse en el **cuadro 7-1**.

7.2. IMPACTOS MICROECONÓMICOS

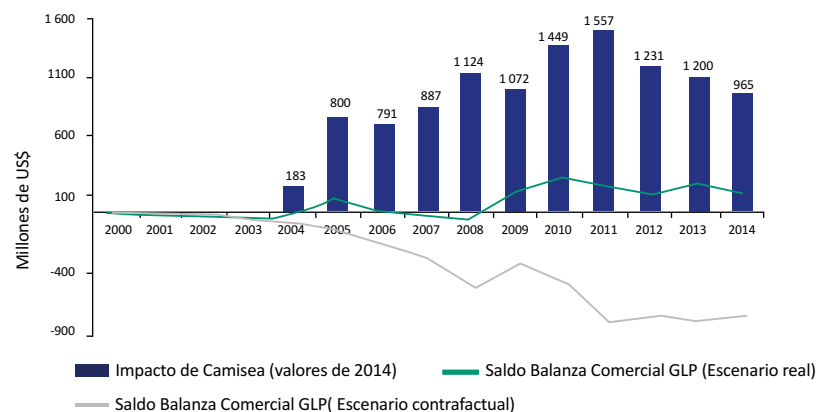
El inicio de la producción de LGN también ha generado ahorros para las familias pues los proyectos de GN traen consigo un fuerte incremento de la producción de LGN, y su posterior procesamiento hacia combustibles como el GLP y la gasolina natural. En el caso particular, el GLP asociado a los LGN de Camisea habría generado ahorros realizados por la sustitución de gasolinas por GLP en el sector transporte en vehículos convertidos entre 2006 y 2014. Así, el ahorro de un vehículo convertido en 2006 será mayor al de uno convertido en 2014, ya que el primero habrá recuperado su inversión. El **gráfico 7-6** muestra que los precios del GLP vehicular son consistentemente más económicos que los de la gasolina durante el periodo de análisis. Esto explica, en parte, los ahorros que a continuación se calculan.

Considerando que el vehículo a gasolina y el que usa GLP vehicular recorren los mismos kilómetros, los ahorros anuales por

la sustitución de gasolinas por GLP vehicular son calculados como la diferencia entre el gasto por consumo de gasolina y el gasto por consumo de GLP vehicular por recorrer los mismo kilómetros, descontando las anualidades de los costos de conversión y otros gastos operativos (ver **acápito 7-1** en el **anexo digital** para una descripción de los supuestos utilizados).

Es preciso señalar que los resultados que se muestran han sido obtenidos bajo una serie de supuestos y considerando un vehículo promedio. En la vida real pueden modificarse por los diferentes costos de conversión y revisión, uso de combustibles en sistemas duales (*bi-fuel*), el espacio geográfico donde opera el vehículo (transporte público, taxi, bus, privado), etc. Tal como se aprecia en el **gráfico 7-7**, los ahorros anuales en valores corrientes por el consumo de GLP vehicular han tenido una tendencia creciente, pasando de US\$ 15 millones en 2006 a US\$ 198 millones en 2014, lo que se explica, sobre todo, por el aumento del

Gráfico 7-5
Evolución de la Balanza Comercial de GLP según escenario, 2000-2014



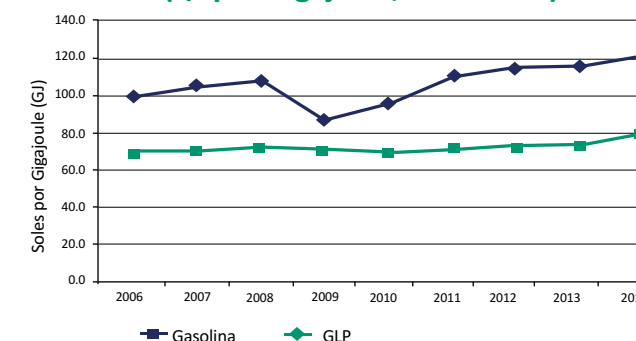
Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Cuadro 7-1
Principales resultados de las simulaciones en el MEGC (en %)

Indicadores	Aumento de la capacidad de refinación de petróleo en 10%	Aumento de la producción de petróleo en 10%	Aumento simultáneo de la producción de petróleo y LGN en 10%
Indicadores Macroeconómicos			
PBI	0.1	0.15	0.22
Balanza Comercial	0.15	0.27	0.40
Resultado Fiscal	0.03	0.07	0.14
Indicadores de Bienestar			
Hogar pobre	0.11	0.19	0.31
Hogar rico	0.09	0.16	0.25

Fuente y elaboración: OEE – Osinergmin.

Gráfico 7-6
Diferencia de precio promedio de gasolinas / gasoholes y GLP vehicular (S/. por Gigajoule, 2006-2014)



Fuente: MEM. Elaboración: OEE - Osinergmin



número de vehículo a GLP vehicular. En 2009, el ahorro fue negativo, principalmente por la caída del precio asociado a la crisis financiera internacional de 2009. Si expresamos los ahorros netos por la sustitución de gasolina por GLP vehicular en valores de 2014, ascienden a más de US\$ 1 000 millones para la economía peruana en su conjunto.

7.3. IMPACTO ECONÓMICO EN EL SECTOR PÚBLICO

En el contexto fiscal, el sector hidrocarburos contribuye con la sociedad peruana mediante pago de tributos, regalías por contratos de licencias y contribuciones por contratos de servicios. Las regalías son parcialmente distribuidas por canon y sobrecanon petrolero. La repartición de los ingresos fiscales generados por la explotación de los hidrocarburos líquidos se muestra en el **gráfico 7-8**. En términos generales, los recursos fiscales se recaudan por regalías e impuesto a la renta (IR). Sin embargo, son administrados

y distribuidos principalmente por canon y sobrecanon. El monto de las regalías es determinado por los contratos de licencia y se calcula del producto de la tasa de la regalía por el valor de la producción fiscalizada, siendo Perupetro el encargado de su recaudación. En el caso de los contratos de servicios, los ingresos al fisco son las llamadas regalías equivalentes, que resultan de descontar al valor de la producción de estos contratos (la retribución que reciben los contratistas de los mismos).

Es preciso mencionar que las empresas con contratos para realizar actividades en el *upstream* gozan --según el TUO de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, LOH (D.S. N° 042-2005-EM)-- de estabilidad del régimen tributario vigente a la fecha de la firma del contrato. En términos generales, los beneficios son: (i) régimen tributario y cambiario vigente a la fecha de la firma del contrato hasta su término, (ii) importación de bienes e insumos para

la fase de exploración y la exportación de hidrocarburos libre de gravámenes, (iii) libre manejo y disponibilidad de divisas, (iv) libre disponibilidad de hidrocarburos, (v) arbitraje internacional o nacional, y (vi) pago en efectivo de sus tributos.

El canon petrolero se define como el aporte que reciben los gobiernos locales y regionales del total de ingresos y rentas obtenidos por el Estado gracias a la explotación económica del petróleo. A partir de las regalías petroleras determinadas según el porcentaje estipulado en cada contrato de explotación, se destina a las regiones 15% del valor de la producción total de petróleo por concepto de canon y 3.75% del valor de la misma producción por concepto de sobrecanon. Adicionalmente, según el Artículo 6 de la LOH, se distribuye 1.50% a Perupetro, 0.75% al MEM, 0.75% a Osinergmin y el resto se entrega al Tesoro Público.

Mediante la Ley 29693, “que homologa el canon y sobrecanon por la explotación de

petróleo y gas en los departamentos de Piura, Tumbes, Loreto, Ucayali y en la provincia de Puerto Inca del departamento de Huánuco al canon a la explotación del gas natural y condensados”, se agregó como concepto de canon y sobrecanon 50% del IR pagado por las empresas que explotan el petróleo nacional y de las que brindan servicios complementarios a la extracción de hidrocarburos.

En el caso particular del canon petrolero, en el **cuadro 7-2** se muestran los criterios de distribución establecidos por las normas respectivas a cada región y sus modificatorias. A partir de este punto, es posible identificar al canon petrolero como una importante herramienta de los gobiernos locales y regionales en el desarrollo de sus comunidades, debido a que su uso se ha destinado, exclusivamente, al financiamiento o cofinanciamiento de proyectos de inversión pública, orientados a brindar acceso universal a los servicios y que generen beneficios a la sociedad. Asimismo, los gobiernos regionales

entregan un porcentaje del total percibido por canon a las universidades públicas e institutos superiores o tecnológicos de su circunscripción. Este monto se destina solo a la inversión en investigaciones científicas y tecnológicas que potencien el desarrollo regional.

La evolución de la contribución del sector hidrocarburos a la sociedad ha mostrado una tendencia creciente, impulsada por el incremento de la explotación de LGN: pasó de más de US\$ 660 millones en 2005 a más de US\$ 2 000 millones en 2014, como se observa en el **gráfico 7-9**.

En términos de contribución de cada fuente de ingresos fiscales, se observa que entre 2005 y 2014, el IR pasó de representar 22% a cerca de 35% de la contribución del sector hidrocarburos, el resto corresponde a las regalías (ver **gráfico 7-10**). Ambos conceptos contribuyen al monto de canon y sobrecanon petrolero, tal como se mostró en el **gráfico 7-8**.

La contribución fiscal del sector hidrocarburos a la sociedad peruana pasó de US\$ 662 millones en 2005 a más de US\$ 2 009 millones en 2014.

Gráfico 7-7
Evolución de los ahorros por uso GLP vehicular, 2006-2014

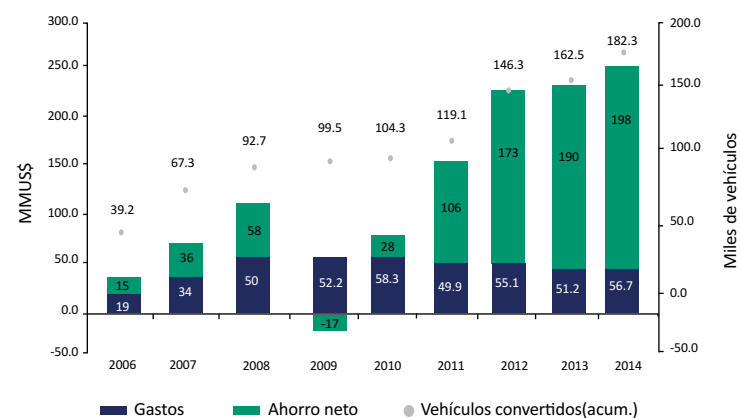
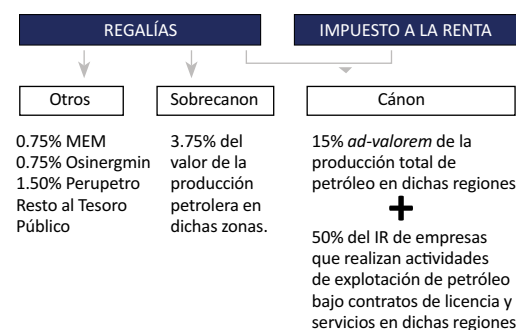


Gráfico 7-8
Distribución de los ingresos fiscales generados por la explotación de los hidrocarburos líquidos



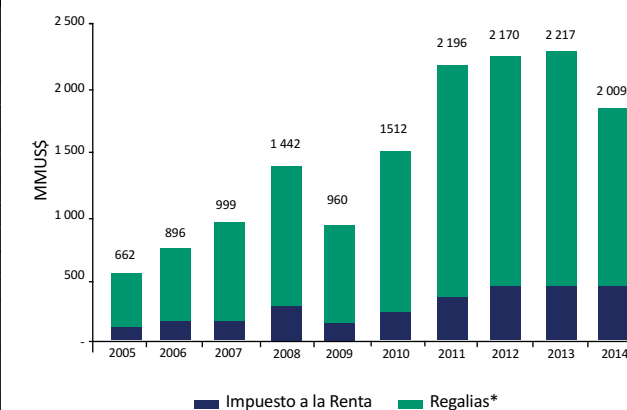
Fuentes: MEF y Perupetro. Elaboración: OEE – Osinergmin.

Cuadro 7-2
Criterios de distribución del canon petrolero

Regiones	%	Beneficiarios
Loreto	52%	Gobierno Regional
	40%	Municipalidades provinciales del departamento
	5%	Universidad Nacional de la Amazonía
	3%	Instituto de Investigación de la Amazonía Peruana
Ucayali	40%-70%	Concejos municipales
	52%-20%	Gobierno regional
	5%	Universidades públicas
	0%-3%	Institutos tecnológicos nacionales
Tumbes	3%-2%	Instituto de Investigación de la Amazonía Peruana
	70-50%	Municipalidades distritales y provinciales del departamento
	20-40%	Gobierno regional
	5%	Universidades nacionales
Piura	5%	Institutos superiores pedagógicos y tecnológicos nacionales
	20%	Gobierno regional
	20%	Municipalidades distritales y provinciales donde se ubica la producción
	50%	Otras municipalidades distritales y provinciales del distrito
Huánuco	5%	Universidades públicas
	5%	Institutos superiores pedagógicos y tecnológicos nacionales
	100%	Concejos municipales del distrito de Puerto Inca

Fuentes: MEF y Perupetro. Elaboración: OEE – Osinergmin.

Gráfico 7-9
Evolución de la contribución fiscal del sector hidrocarburos a la sociedad peruana, 2005-2014



Nota. *Incluye regalías cobradas por exploración y/o explotación de petróleo y Líquidos de Gas Natural

Fuentes: Sunat e INEI. Elaboración: OEE-Osinergmin.



Control de calidad. Foto OC-Osinergmin.

Por otro lado, en relación con las transferencias recibidas por los gobiernos regionales y locales, en el gráfico 7-11 se observa que el canon a los gobiernos locales ha mantenido su participación a lo largo del tiempo. Así, mientras que en 2004 solo representaba 3% del total de transferencias recibidas, en 2014 representó 4%. En el ámbito de los gobiernos regionales, su relevancia ha oscilado entre 7% y 25%, ubicándose en 2014 en 11% del total de transferencias recibidas. Asimismo, se puede observar que en los primeros años del periodo analizado, el canon petrolero creció fuertemente, es probable que gracias al alza de los precios del petróleo y los derivados exportados. En términos monetarios, el canon petrolero para gobiernos regionales y locales ha totalizado un monto promedio anual cercano a S/. 770 millones.

Finalmente, en el gráfico 7-12 se muestra que el grado de ejecución del gasto financiado con los recursos fiscales

provenientes del sub sector hidrocarburos líquidos tuvo una tendencia creciente desde 2006 hasta 2010. Desde entonces creció hasta una ejecución de más de 100% del total transferido, lo cual se explica por que algunos gobiernos regionales y locales no pudieron ejecutar todo el monto transferido de años anteriores. Tal comportamiento puede ser explicado por muchos factores. Zimmermann (2008) expone algunos de los elementos que atentan contra del uso eficiente de los recursos públicos e inversiones de calidad: (i) la baja capacidad de los recursos humanos en las instituciones, (ii) la complejidad de los sistemas administrativos nacionales, (iii) la poca transparencia y (iv) la falta de un adecuado proceso de rendición de cuentas.

7.4. IMPACTO DE OSINERGMIN: CASOS DE ESTUDIO

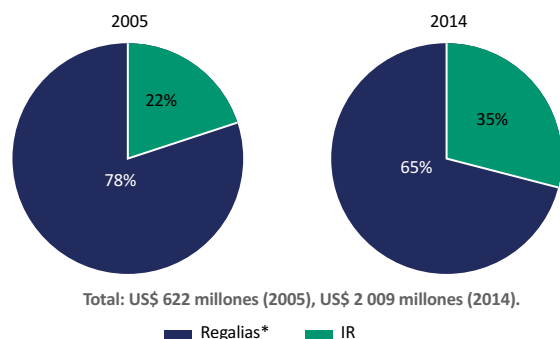
El impacto económico de la intervención regulatoria y supervisora de Osinergmin está relacionado a la ejecución de políticas públicas en el sub sector de hidrocarburos líquidos. En esta sección, se presentan cuatro casos de estudio que muestran los efectos en el mercado de hidrocarburos líquidos. En su rol de supervisor, Osinergmin tiene a su cargo los procedimientos de supervisión y fiscalización de metrología y calidad de combustibles que expenden grifos y estaciones de servicio (en adelante EE.SS.), y así contribuye a mejorar el bienestar de las familias. En su rol de administrador temporal del Proyecto FISE, que concreta el acceso universal de la

energía limpia a poblaciones vulnerables, ha contribuido en la reducción del dióxido de carbono (CO₂). Finalmente, realiza la supervisión y fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos; sobre todo en el vertimiento de aguas de producción de petróleo en la Selva peruana.

a. Supervisión de metrología en EE.SS.

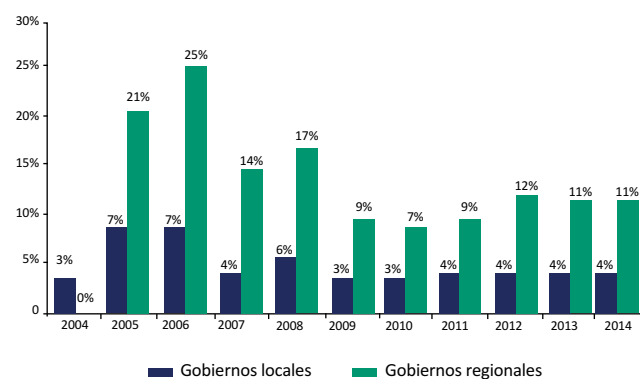
Según Saavedra (2011), la supervisión de metrología corresponde a lo que se llama metrología legal dentro del marco de la infraestructura de calidad que consiste en "aquellas mediciones que son reglamentadas por los Estados porque impactan en la equidad, en el comercio, en la salud pública...". En este contexto, desde el punto de vista económico, la supervisión de metrología es

Gráfico 7-10 Contribución del sector hidrocarburos a la sociedad peruana vía recursos fiscales 2005 y 2014



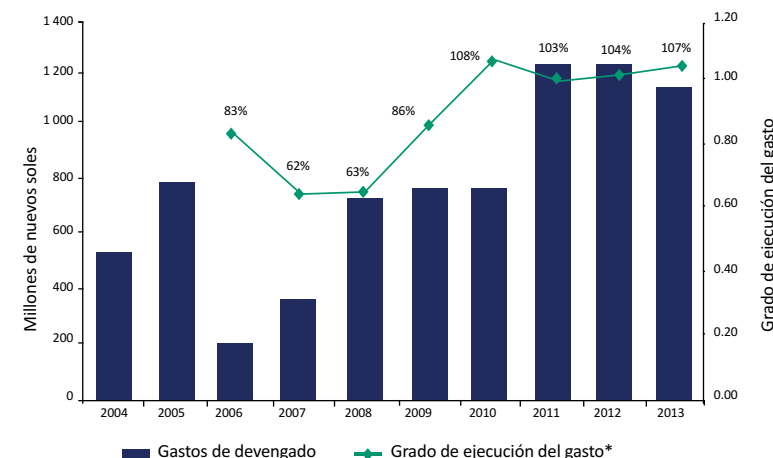
Nota.*Incluye ingresos por regalías cobradas por exploración y/o explotación de petróleo Líquido de Gas Natural. Fuentes: Perupetro y SUNAT. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 7-11 Transferencias por canon y sobrecanon petrolero respecto del total de transferencias a los gobiernos locales y regionales, 2004-2014



Fue

Gráfico 7-12 Ejecución del gasto devengado por el canon petrolero 2004-2014



* Es el promedio móvil de los últimos tres años. Fuente: Transparencia Económica-Portal MEF. Elaboración: OEE-Osinergmin



Supervisión de estación de venta al público. Foto OC-Osinergmin.



una de las herramientas que hacen frente al problema de información asimétrica⁵, donde los grifos y estaciones de servicio tienen una mayor información sobre la calibración de surtidores de abastecimiento y, por lo tanto, de la cantidad que están despachando; mientras que los usuarios finales no disponen de dicha información. Al ser muy costoso para cada usuario realizar la metrología del producto que adquiere (Barzel 1982), la supervisión busca reducir el riesgo a los usuarios cuando se enfrenta a un problema de información asimétrica.

Según Ojeda (2015), entre 1983 y 1992 la competencia de la metrología legal en los distintos sectores productivos estaba a cargo del Instituto de Investigación Tecnológico Industrial y de Normas Técnicas (Itintec). A partir de 1993, con su disolución, recaería sobre el Instituto de Defensa del Consumidor y de la Propiedad Intelectual (Indecopi). En

abril de 2002, mediante la Ley N° 27699⁶, se otorgó a Osinergmin la competencia de ejercer de manera exclusiva las facultades asociadas al control metrológico y calidad de los combustibles. Asimismo, por artículo 4° del Decreto Supremo N° 045-2005-EM, se dispuso que Osinergmin debe establecer el procedimiento para el control metrológico de los combustibles líquidos y otros derivados de hidrocarburos (OPDH). El procedimiento aplicable para grifos y estaciones de servicio recién fue publicado en agosto de 2006⁷.

• Proceso de supervisión de control metrológico ejecutado por Osinergmin

A mediados de 2002, la Unidad de Fiscalización Especial de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos de Osinergmin (GFHL) implementó un programa piloto en Lima Metropolitana con el objetivo de obtener información relevante para el desarrollo de los procesos de supervisión a nivel nacional⁸. Durante 2003 y 2004, realizó visitas de control metrológico a la totalidad de grifos y estaciones de servicio del país (supervisión censal). No obstante, debido a las dificultades logísticas y operativas, la GFHL rediseñó su procedimiento. Para 2005, se reemplazó la contratación de profesionales independientes por el de Empresas Supervisoras, que se encargaron de proveer personal y vehículos necesarios, lo que facilitó la ejecución y redujo 35% el tiempo para dar una vuelta censal.

En 2006 se realizaron mejoras al procedimiento del control metrológico conforme a las normas internacionales y normas técnicas peruanas, lo cual se materializó mediante el nuevo Procedimiento para el Control Metrológico de los Combustibles Líquidos y OPDH,

aprobado por Resolución del Consejo Directivo de Osinergmin, RCD N° 0400-2006-OS/CD. Luego, en el periodo 2009-2010, se hizo una prueba piloto a nivel muestral, de donde se obtuvo información relevante para elaborar los lineamientos del proceso de supervisión muestral de metrología. Estas especificaciones se materializaron con la Resolución del Consejo Directivo N° 014-2009-OS/CD y modificatorias.

Desde 2011, Osinergmin ha venido ejecutando procedimientos de supervisión muestrales, cuyas características fueron descritas por Vásquez y Gallardo (2006) como un esquema que permite alcanzar un elevado potencial disuasivo con un esfuerzo de fiscalización razonable debido a que 1) ahorra recursos, 2) aumenta la potencia disuasiva de la supervisión, 3) implica la ejecución de la supervisión de manera continua, 4) permite aplicar un esquema de fiscalización por resultados y 5) hace factible el alcance de una consistencia metodológica entre los instrumentos de supervisión y sanción. Este procedimiento consiste en determinar y seleccionar aleatoriamente una muestra representativa del universo de grifos y estaciones de servicio de combustibles líquidos⁹.

Cabe señalar que el desarrollo de este método ha logrado una mayor presencia regulatoria al incrementar la velocidad de supervisión y el número de vueltas con un presupuesto similar al proceso censal (ver **caja 7-1**). Asimismo, ha permitido una menor predictibilidad del control, debido a que en cada procedimiento de supervisión se seleccionan muestras con reemplazo, es decir, cada establecimiento siempre tiene la posibilidad de ser seleccionado. Otras mejoras de la política de supervisión metrológica se describen en Ojeda (2015).

CAJA

Procedimiento de control metrológico

Las etapas del proceso de supervisión de control metrológico se pueden resumir de la siguiente manera:

- El supervisor y el personal a su cargo se presentarán en el establecimiento asignado sin previa notificación y se identificará con la credencial otorgada por Osinergmin.
- Se utiliza un medidor volumétrico de cinco galones de capacidad que cuenta con certificado de calibración vigente, al cual se le humedece las paredes interiores con combustible antes del inicio de la prueba.
- Se inicia la prueba despachando a caudal máximo o máxima velocidad cinco galones de combustible desde el dispensador o surtidor. Se lee el nivel del combustible en el visor del medidor volumétrico de Osinergmin.
- Se repite la prueba, pero esta vez a caudal mínimo.
- En ninguna de las dos pruebas el despacho debe ser menor a 0.5% del volumen despachado, caso contrario se inicia procedimiento administrativo sancionador al establecimiento.
- La sanción por cada punto de despacho (manguera) va desde 0.35 UIT a 2.45 UIT, según la cantidad verificada de menos.

El **gráfico 7-13** presenta la evolución del porcentaje de mangueras desaprobadas en los procedimientos de control metrológico. Durante el primer año de supervisión, se registró que alrededor de 27% del total de mangueras supervisadas presentaron un desvío mayor al límite permitido (+/- 0.5%). No obstante, el desarrollo conjunto de los procedimientos de supervisión, fiscalización¹⁰ y estrategias operativas (charlas de capacitación a los establecimientos sobre los controles metrológicos, coordinaciones con las municipalidades y fiscalía, entre otros) ha permitido que este indicador registre una reducción exponencial durante 2014 solo a 1% de mangueras desaprobadas.

• Cuantificación del impacto económico

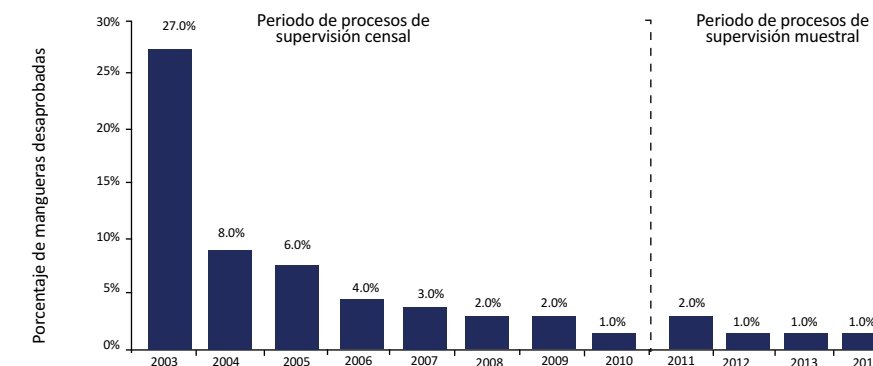
En un escenario de información perfecta y completa, el consumidor final recibiría la cantidad de combustible por la que efectivamente pagó. Por ejemplo, si decide adquirir un galón

de gasolina y el precio señalado en el tarifario de la EE.SS es de S/. 9.58 por galón, entonces, bastaría realizar un pago de S/. 9.58 para poder adquirir el galón de combustible necesario. En contraste, en un escenario con información asimétrica (incompleta para el comprador), el usuario no podrá verificar de manera individual la cantidad de combustibles que efectivamente está recibiendo. En caso de que llegue una cantidad de combustible menor a la que efectivamente está pagando, tendrá dos fuentes de pérdida de bienestar. La primera está asociada a la cantidad no despachada valorizada al precio nominal y la segunda viene dada por la necesidad del usuario de adquirir más combustible para recorrer la misma cantidad de kilómetros.

Siguiendo la metodología desarrollada por Fisher (2008), pero ajustándola para considerar los efectos en los ingresos de los consumidores según lo desarrollado por Hausman (1981) en un contexto de equilibrio parcial, se determinó el impacto de la menor

El desarrollo de mejoras al procedimiento de supervisión, fiscalización y estrategias operativas, han permitido reducir los incumplimientos a la normativa de metrología.

Gráfico 7-13
Evolución del porcentaje de mangueras desaprobadas, 2003-2014



Fuente: Oficinas regionales - Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin



cantidad de combustible despachada por la pérdida de bienestar del consumidor, la misma que es medida por la VE (representa lo máximo que están dispuestos a pagar los consumidores de combustibles para que el Estado mantenga la política pública de control metrológico que le brinda mayor bienestar) (ver acápites 7-2 en el anexo digital para más detalles).

En el gráfico 7-14 se muestra un ejemplo que ilustra la pérdida del bienestar del consumidor (área sombreada), considerando la curva de demanda de combustibles compensada¹¹. En el caso de ausencia de información asimétrica, a un precio de S/. 9.58 por galón, la cantidad demandada es de ocho millones de galones. Los usuarios la reciben, obteniendo el valor (en términos monetarios) del bienestar de los consumidores dado por el área del triángulo ACD. No obstante, en el escenario donde el usuario no recibe lo que paga, pierde la cantidad no despachada valorizada al precio nominal (S/. 9.58 el galón), que está reflejada

por el área de color plomo en el gráfico 7-14. Por otra parte, la pérdida de bienestar de los consumidores, asociada a la necesidad del usuario de adquirir más combustible para recorrer la misma cantidad de kilómetros, se refleja por el área de color azul en el gráfico 7-14, y se estima por el producto del precio adicional (S/. 0.10 el galón = (S/. 9.68-9.58) el galón) que está pagando por cada galón consumido.

El precio adicional resulta de la diferencia entre el precio que realmente está pagando el usuario y el precio nominal por cada galón de combustible. El precio real que asume el usuario está dado por la siguiente expresión:

$$P_R = \frac{P_N}{[1-d\%]}, [7-1]$$

donde,

P_R : Precio real por galón de combustible.

P_N : Precio nominal por galón de combustible (tarifario)

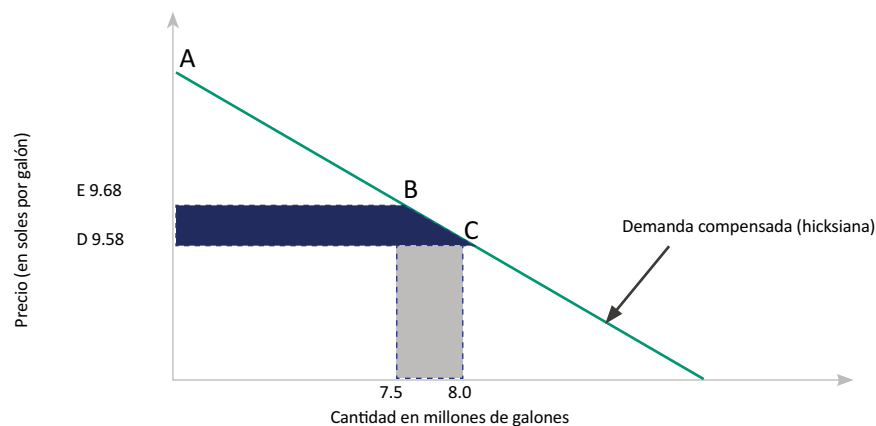
$d\%$: Precio del desvío de la cantidad de combustible.

En este contexto, el efecto de la aplicación del procedimiento de supervisión de metrología resulta de comparar una situación sin supervisión de metrología (escenario contrafactual) versus los resultados de la aplicación del procedimiento de supervisión de metrología (escenario real)¹². El escenario contrafactual está determinado por el porcentaje¹³ de menor cantidad de combustibles despachado y por el porcentaje de mangueras que incumplen con la norma de estándares de metrología.

Considerando las elasticidades precio e ingreso de la demanda de combustibles (Vásquez¹³, 2005c), el consumo y precio de mercado y una función de demanda isoelástica¹⁴, se calibró la curva de demanda de combustibles para determinar la pérdida de bienestar de los consumidores debido a que ellos reciben una cantidad de combustible menor a la que efectivamente están pagando. Esta pérdida se ajustó con el porcentaje de mangueras que incumplen con la norma.

Para el caso del escenario contrafactual se asume que 34% de las mangueras incumplen con los estándares de la norma de metrología, que corresponde a los registros de supervisión del año de inicio de la supervisión (2003¹⁵) sin considerar Lima. La información fue proporcionada por las oficinas regionales, y para el escenario real se consideraron los resultados obtenidos en las supervisiones de cada año. El cuadro 7-3 resume el impacto económico atribuible al procedimiento de chequeo metrológico para cada año del periodo de evaluación. El impacto económico en el bienestar de los usuarios, a valores de 2014, alcanzó un equivalente a US\$ 593 millones.

Gráfico 7-14 Cambio en el bienestar de los consumidores derivado de la menor cantidad de combustible despachado



Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin

b. Supervisión de la calidad de combustibles

La supervisión del cumplimiento de la normatividad técnica de calidad en los combustibles ha generado una reducción en el porcentaje de EE.SS. fuera de rango permisible en octanaje, punto de inflamación y contenido de azufre. Como referencia de esta tendencia, el gráfico 7-15 muestra que en 2004 alrededor de 12.4% de establecimientos supervisados estuvieron fuera de los rangos permisibles de octanaje y/o punto de inflamación, mientras que en 2014 dicho porcentaje se redujo a 1.6%.

Similar al caso del control metrológico, la necesidad de supervisión de la calidad de los combustibles se explica por la asimetría de información, que es una falla de mercado. En un escenario de ausencia de información asimétrica, el consumidor final recibirá

la calidad de combustible por la que efectivamente pagó. Por ejemplo, si decide adquirir un galón de gasohol de 84 octanos, cuyos parámetros de calidad¹⁶ se encuentran dentro del rango permisible, y el precio señalado en el tarifario de la EE.SS es S/. 8 por galón, entonces, bastaría realizar un pago S/. 8 para poder adquirir el galón con la calidad estándar. En contraste, en un escenario con información asimétrica, el usuario no podrá verificar la calidad de combustibles que efectivamente está recibiendo. Si recibe un combustible de menor calidad a la que está pagando, requerirá adquirir más combustible para recorrer la misma cantidad de kilómetros (un combustible de menor calidad reduce el rendimiento del vehículo).

Se determinó el impacto de la menor calidad de combustible despachada mediante una medición de la pérdida de bienestar del

consumidor, la misma que es medida con la VE (Hausman, 1981) en un contexto de equilibrio parcial: representa lo máximo que estarían dispuestos a pagar los consumidores de combustibles para que el Estado mantenga el control de calidad de combustibles (política que les brinda mayor bienestar al reducir los impactos en su salud y productividad).

I. Intervención de Osinergmin sobre la calidad de los combustibles líquidos

La calidad de combustibles líquidos por Osinergmin se ha ejercido con dos actividades complementarias: i) la supervisión de la calidad de las gasolinas y ii) la supervisión de la calidad del diésel. La idea es verificar si se cumple con las especificaciones técnicas. Por ejemplo, se verifica que el octanaje de la gasolina vendida en un establecimiento autorizado

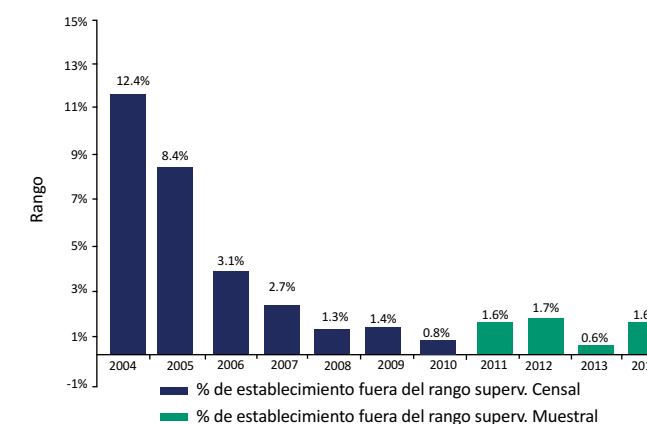
Cuadro 7-3 Impacto económico del proceso de control metrológico según combustible, 2004-2014 (en millones de US\$ de 2014)¹

Año	Gasolinas ^{2/}	Diésel ^{2/}
2004	23.3	29.2
2005	21.3	28.5
2006	21.5	29.8
2007	23.6	32
2008	24.8	36.7
2009	18.7	29.3
2010	22.6	31
2011	24.2	34.4
2012	25.1	37.6
2013	22.5	30.6
2014	20.3	26.1
Total	247.9	345.2

Notas: ^{1/} Se utilizó una tasa social de descuento ajustada equivalente a 14.01%, en dólares. ^{2/} Se utilizó una elasticidad precio para las gasolinas de -0.815 y para diésel de -0.43, así como una elasticidad ingreso para las gasolinas de 0.379 y para diésel de 0.696 (Vásquez 2005c).

Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin

Gráfico 7-15 Evolución del porcentaje de establecimientos fuera del rango permisible de calidad de octanaje y punto de inflamación, 2004-2014



Fuente: Oficinas Regionales - Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin



corresponda a su tipo (gasolina de 84 octanos que tenga 84 octanos realmente y así sucesivamente). En el caso del diésel, la supervisión verifica, por ejemplo, que el contenido de azufre no supere las 50 partes por millón (ppm) en un galón de diésel.

Ambos tipos de supervisión se iniciaron en 2002, para 2005 ya se habían establecido procedimientos de supervisión de la GFHL, continuándose con los mismos hasta la fecha. Entre 2005 y 2010 la supervisión se realizó de manera censal, es decir, visitando a todos los establecimientos autorizados para el expendio de gasolinas, pero solo una vez al año. Esta estrategia tenía la debilidad de que los EE.SS, una vez supervisados, podían relajar su cumplimiento de las normas. Para controlar el posible problema, en 2011 se cambió a una supervisión muestral con reemplazo, que ocurriría tres veces al año. Bajo este método de muestreo, cada EE.SS. tenía la misma probabilidad de ser seleccionada en cada supervisión (volvía a ser incluido en la segunda y la tercera vuelta). Es decir, cada grifo puede llegar a ser supervisado tres veces al año, aunque con una probabilidad muy baja.

ii. Supervisión de las especificaciones técnicas de calidad de las gasolinas

En el presente caso se analizará el impacto de la supervisión de la calidad, uno de cuyos atributos es el contenido de octanaje. El octanaje o número de octano es una medida de la capacidad de las gasolinas para evitar las detonaciones y explosiones en las máquinas de combustión interna¹⁷. Si un combustible no posee el índice de octano suficiente en motores con elevadas relaciones de compresión (comprendidas entre 8.5 y 10.5), se producirá el “autoencendido” de la mezcla, es decir, la

combustión es demasiado rápida y dará lugar a una detonación prematura en la fase de compresión que hará que el pistón sufra un golpe brusco y se reduzca drásticamente el rendimiento del motor, llegando incluso a provocar graves averías. A este fenómeno también se le conoce entre los mecánicos como picado de bielas, pistoneo o cascabeleo. En consecuencia, Osinergmin garantiza el expendio de gasolinas cuyo octanaje no esté más de 1 octano por debajo del especificado, a fin de evitar a los consumidores los problemas señalados. Por ejemplo, se busca garantizar que expendios autorizados no vendan gasolina de 82.9 en vez de 84. Utilizar un combustible con un octanaje superior al que necesita un motor no lo perjudica ni lo beneficia, por lo que el exceso no se penaliza.

Todos los problemas derivados de una menor calidad del combustible al requerido por el motor se traducen en mayores costos de operación vehicular (COV); sin embargo, esta variable no se mide sistemáticamente en el Perú. Por lo tanto, se optó por considerar una relación entre la cantidad consumida (en galones) de gasolinas y calidad del combustible, en el entendido que una menor calidad lleva a un mayor consumo de unidades de combustible a fin de cubrir un mismo recorrido y suponiendo que los trayectos de los usuarios de vehículos no cambian o lo hacen muy lentamente. También se supone implícitamente que estos componentes del COV, tales como el servicio mecánico, el consumo de aceite, repuestos y otros, están correlacionados de manera monótona con el consumo de gasolina. Estos supuestos hacen del consumo de gasolina una aproximación confiable para apreciar el efecto de la supervisión de la calidad del combustible.

iii. Supervisión de las especificaciones técnicas de calidad del diésel

En el presente caso de estudio se analizará el impacto de la supervisión del indicador de contenido de azufre para el diésel por la razón expuesta en el literal anterior. El azufre es un componente importante del petróleo crudo, pero tiene una alta asociación con la emisión de partículas, que es más intensa en el diésel que en las gasolinas.

Según Blumberg et al. (2003), en los vehículos a diésel, la reducción del azufre no solo baja las emisiones de SO₂, sino también las de partículas suspendidas (*particulate matter* en inglés, PM). Estos autores indican que “reducir los niveles de azufre en el diésel baja tanto las emisiones de PM como los efectos carcinogénicos y tóxicos de las partículas formadas”. Asimismo, citan resultados de estudios según los cuáles, por ejemplo en Japón, una reducción en el contenido de azufre del diésel de 400 a 2 ppm en camiones disminuyó las emisiones de PM a la mitad, mientras que otro estudio con camiones en Estados Unidos, encontró que una reducción en el azufre de 368 a 54 ppm produjo una disminución de 14% en la masa de emisiones de PM. En el **cuadro 7-4** se plantea el resumen los principales efectos del azufre en la forma que es emitido por la combustión del motor diésel (dióxido de azufre, SO₂). Osinergmin supervisa que el contenido de azufre no sea mayor de 50 ppm en el diésel expendido mediante los EE.SS. autorizados¹⁸.

En el impacto de la política pública de control de calidad de Osinergmin, medido en este caso por la VE, se sigue considerando los efectos generales de la política pública del control de la calidad. El primero consiste en un efecto ahorro en el gasto de combustible que puede trasladarse al gasto en otros bienes por parte del hogar, es decir, un

ampliación de su capacidad adquisitiva. El segundo es un efecto de reducción implícita del precio de los combustibles, ya que se logra tener un combustible de mejor calidad (mayor octanaje) pagando el mismo precio. Ambos están asociados a la supervisión de la calidad de las gasolinas. Adicionalmente, hay un tercer componente de beneficio social asociado a la supervisión del contenido de azufre en el diésel y se traduce en una externalidad positiva¹⁹, que es un efecto indirecto, vinculado a la reducción de infecciones respiratorias agudas (IRAs) que se traducen en un menor gasto de tratamiento. El **cuadro 7-4**, resume los tres componentes.

Primer componente: efecto ahorro

El impacto de la supervisión de la calidad de combustibles resulta de comparar el bienestar de los consumidores en la situación vigente (con supervisión), con el bienestar en una situación sin supervisión. La situación sin supervisión está caracterizada por un nivel de incumplimiento, el cual

está asociado al menor rendimiento de los vehículos debido a que usa un combustible con especificaciones técnicas de calidad fuera del rango requerido. Según un informe Técnico de la Universidad Nacional de Ingeniería (2006), una gasolina fuera del rango reduce el rendimiento vehicular 4% en el caso de la gasolina de 84 octanos y 0.5% en el caso de la gasolina de 90 octanos²⁰.

Para la situación inicial, se asume que 12.4% de los establecimientos incumplen con los estándares de la norma de calidad de combustibles, lo cual corresponde a los registros de supervisión de 2004²¹; y para la situación vigente, se consideran los resultados obtenidos en las supervisiones de los años posteriores hasta 2014. El **cuadro 7-5** resume el impacto económico del efecto ahorro atribuible al procedimiento de supervisión de la calidad de las gasolinas para cada año del periodo de evaluación. El efecto ahorro, a valores de 2014, ascendería a US\$ 72 millones.

Segundo componente: efecto precio

La supervisión de la calidad ha tenido el efecto de aumentar el octanaje promedio de las gasolinas expandidas en los EVPs entre 2009 y 2014²². Mediante un análisis econométrico se determinó que parte de esa subida es imputable a la supervisión. Por lo tanto, un usuario estaría adquiriendo una gasolina de mayor octanaje, por la que normalmente debería pagar un precio más alto, al mismo precio de la gasolina convencional. Esto equivale a una reducción del precio de la gasolina de mayor octanaje, inducida por la supervisión (más detalles del análisis estadístico y econométrico, ver **acápito 7-3** en el **anexo digital**).

En el periodo analizado, el octanaje promedio de la gasolina de 90 octanos varió de 90.6 octanos en 2009 a 91.4 octanos en 2014, de acuerdo con la información disponible. No obstante, en ambas etapas, el precio efectivo que se pagaba correspondió a una gasolina de 90 octanos, es decir,

Cuadro 7-4
Componentes del impacto de la supervisión de la calidad de Osinergmin

Componente	Descripción
Efecto ahorro	Ampliación de la capacidad adquisitiva por un menor gasto en combustibles.
Efecto precio	Consumidor paga el mismo precio por un mejor combustible.
Efecto indirecto	Consumidor sufre menos IRAs por una mejor calidad de los combustibles y reduce su gasto.

Elaboración: OEE - Osinergmin

Cuadro 7-5
Impacto económico del proceso de control de calidad según tipo de combustible, 2005-2014 (en millones de US\$ de 2014)¹

Año	Gasohol 84 ^{2/}	Gasohol 90 ^{2/}
2005	3.9	0.3
2006	8.2	0.7
2007	8.2	0.8
2008	9.3	0.9
2009	6	0.7
2010	7.2	0.9
2011	6.5	0.9
2012	5.8	0.9
2013	5.2	0.9
2014	3.8	0.8
Total	64.0	7.8

Notas: ^{1/} Se utilizó una tasa social de descuento ajustada equivalente a 14.01%, en dólares. ^{2/} se utilizó una elasticidad precio para las gasohol 84 de -0.648 y para gasohol 90 de -0.849, así como una elasticidad ingreso para las gasohol 84 de 0.251 y para gasohol 90 de 0.44 (Vásquez, 2005c).

Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin.



la supervisión de octanaje “abarató” el precio por octano. A valores de 2009, implícitamente, el precio de un octano fue S/. 0.099²³. Con la supervisión, ese precio bajó a S/. 0.098 (por un galón de gasolina de 90 se pasó de S/. 8.87 a S/. 8.79). En el caso de la gasolina de 84 octanos, esos precios implícitos (a soles de 2009) pasaron de S/. 7.7 a S/. 7.6.

Dado que la supervisión lleva a un abaratamiento de la gasolina de más octanaje, de modo que acceden a un mayor nivel de bienestar, cabe responder a la

En un escenario conservador el efecto indirecto de control de calidad de combustible se estimó en cerca de US\$ 4 millones.

siguiente pregunta: ¿cuánto sería la mínima cantidad de dinero que estarían dispuestos a aceptar los consumidores para acceder a este beneficio si se dejaran de hacer las supervisiones? La respuesta es la VE en el ingreso, la cual es la medida económica correcta del cambio en el bienestar²⁴. Los resultados de la estimación del efecto precio se presentan en el **cuadro 7-6**.

Los resultados indican que la VE promedio mensual por familia²⁵ es S/. 1.89 para la gasolina de 84 octanos, es decir, aproximadamente S/. 23 anuales por familia. Considerando que en promedio hubo 3 417 familias con auto por distrito en los 601 distritos de la muestra disponible, la VE anualizada total resulta S/. 89.6 millones a valores de 2014. Esta cifra, expresada en dólares de 2014 asciende a US\$ 31.5 millones. Para la gasolina de 90 octanos la VE total anualizada asciende a US\$ 20.9 millones a valores de 2014.

Efecto indirecto

En cuanto al efecto indirecto de la supervisión del cumplimiento del contenido

de azufre en el diésel sobre la incidencia de IRAs, se estimó que la reducción de la proporción de EVPs que incumplieron el estándar de contenido de azufre en el diésel llevó en 2009 a una reducción de 25 casos de IRAs por cada mil adultos (personas entre 18 y 59 años) en promedio por distrito, y a 39 casos menos en 2014.

La reducción de casos de IRAs, de los cuáles el más frecuente es el resfrío común y el más grave es la neumonía, aumenta directamente el bienestar a las familias mediante del ahorro en gastos médicos (consultas, medicamentos, dietas), pero también trae otras mejoras indirectas, por ejemplo, se recuperan días de trabajo que antes se perdían por la enfermedad. Según la Unión Europea²⁶, esto deben contabilizarse para dimensionar adecuadamente el efecto total de la reducción de la incidencia de enfermedades como las IRAs. En los países de la Unión Europea el costo *per cápita* evitado por una IRA se calculó en 105 euros de 2011²⁷. Para transferir ese valor al contexto peruano, se tomó la fórmula de transferencia de valores unitarios, que se usa comúnmente en valoración ambiental, dada en Vásquez (2006b, pg. 54).

Con este método, el costo ahorrado por persona debido al no gasto en IRAs se estimó en S/. 247.4 anuales, a precios de 2014. Así, el promedio anualizado por distrito aumentó de S/. 17.5 mil a S/. 27 mil debido a la reducción estimada promedio de dos casos por cada mil habitantes por distrito (ver **acápite 7-3** en el **anexo digital** para detalles de cálculo). Considerando los 601 distritos en la muestra, el aumento en el ahorro inducido por el control de azufre asciende a S/. 5.6 millones o US\$ 3.8 millones dólares de 2014. Cabe mencionar que esta estimación es conservadora, puesto que

no incluye todos los casos de IRAs ni los efectos negativos indirectos para las familias y la sociedad en su conjunto, por ejemplo la pérdida en la productividad. El **cuadro 7-7**, muestra el impacto desagregado en un flujo equivalente anual.

Debe señalarse que en el cálculo de las anualidades se ha considerado que estas se realizan al final de cada periodo, de modo que lo generado en 2009 se paga al inicio de 2010, por lo que se anota en ese año.

En resumen, se ha estimado el impacto de la supervisión de calidad en los combustibles vehiculares desagregándolo en tres componentes: el efecto ahorro y el efecto precio en la supervisión de las especificaciones técnicas de calidad de las gasolinas y el efecto indirecto por la reducción de las IRAs asociado a la supervisión del contenido de azufre en el diésel.

En el caso de las gasolinas, los efectos implican que la supervisión ha tenido un

efecto sobre la capacidad adquisitiva de los hogares, por un lado, y un impacto de reducción implícita del precio del combustible, por otro. Estos dos efectos ascenderían a US\$ 124.2 millones entre 2005 y 2014, a valores de 2014. En el caso del azufre, el efecto indirecto totaliza US\$ 3.8 millones para el periodo 2010-2014, a valores de 2014. El impacto total de la supervisión de la calidad de octanaje y azufre es igual a la suma de estos montos, lo cual totaliza US\$ 128.1 millones, a valores de 2014.

Por otra parte, en el ratio B/C, el beneficio es equivalente a la cantidad hallada, y el costo social a la suma de los presupuestos anuales por la aplicación del procedimiento de supervisión de la calidad durante el periodo analizado y al costo social de los fondos públicos de financiamiento del presupuesto. Al respecto, debido a que la supervisión metrológica y de calidad suceden a la vez, la mejor aproximación al ratio B/C es considerar los beneficios conjuntos de metrología y calidad sobre los costos conjuntos (US\$ 42 millones)²⁸, que

incluyen el presupuesto de la ejecución de la supervisión y el costo de los fondos públicos. Así, se obtiene una ratio beneficio costo de 17.2. Es decir, que cada dólar asignado por la sociedad al procedimiento de supervisión de la calidad de los combustibles líquidos generaría US\$ 17.2 dólares de beneficio para la sociedad.

c. Reducción de las emisiones de CO₂ por la intervención del FISE

Mediante la Ley N° 29852 se creó el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) y, por disposición transitoria del reglamento, aprobado mediante D.S. N° 021-2012-EM, Osinergmin fue designado (por los dos años siguientes a su promulgación) como administrador del FISE, es decir, hasta el 12 de abril de 2014. Este plazo fue prorrogado por tres años por la Septuagésima Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 30114, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2014. El FISE tiene como una de sus finalidades la promoción de estas fuentes de energía, principalmente el GN y el GLP, de manera que se mitiguen las emisiones de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono (CO₂). La presente sección tiene por objetivo dar una medida del impacto alcanzado por el FISE en la mitigación de la emisión de gases de efecto invernadero, en particular el CO₂, mediante la compensación social y promoción para el acceso al GLP de los sectores vulnerables tanto urbanos como rurales (referido al subsidio al consumo de balones de GLP de 10 kg mediante los vales FISE).

• Fondo de Inclusión Social Energético (FISE)²⁹

El número de beneficiarios en el padrón a nivel nacional a julio de 2015 totaliza cerca de

Cuadro 7-6
Variación equivalente estimada por tipos de gasolina

Variación equivalente	84	90
VE mensual promedio por familia (en soles)	1.89	1.30
VE total para el periodo 2010-2014 (en millones de soles a valores de 2014)	89.59	59.44
VE total anualizado (en millones de US\$ a valores de 2014 ¹)		
2010	8.1	5.3
2011	7.1	4.7
2012	6.2	4.1
2013	5.4	3.6
2014	4.8	3.2
Total (en millones de US\$ a valores del 2014)	31.5	20.9

¹ Se utilizó una tasa social de descuento ajustada equivalente al 14.01%, en dólares. Debe señalarse que en el cálculo de las anualidades se ha considerado que estas se realizan al final de cada periodo, de modo que lo generado en 2009 se paga al inicio de 2010, por lo que se anota en ese año.

Fuente y elaboración: OEE.

Cuadro 7-7
Flujo equivalente anual del efecto de la supervisión de contenido de azufre en diésel (millones de US\$ de 2014)

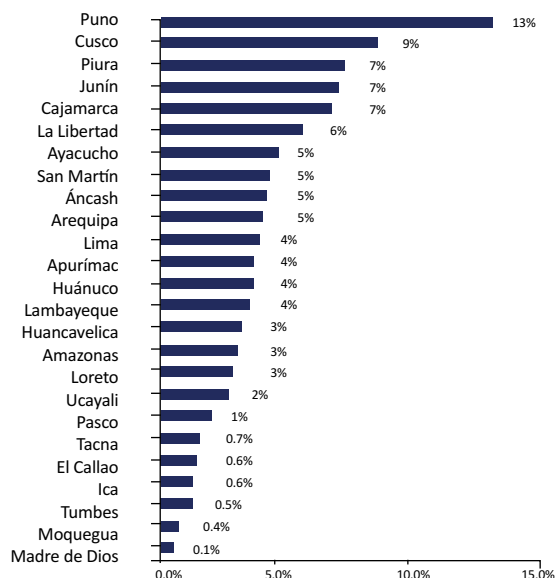
Año	Monto ¹
2010	1.0
2011	0.9
2012	0.8
2013	0.7
2014	0.6
Total	3.8

Nota. ¹ Se utilizó una tasa social de descuento ajustada equivalente al 14.01%, en dólares. Debe señalarse que en el cálculo de las anualidades se ha considerado que estas se realizan al final de cada periodo, de modo que lo generado en 2009 se paga al inicio del 2010, por lo que se anota en ese año.

Elaboración: OEE – Osinergmin.



Gráfico 7-16 Porcentaje de beneficiarios empadronados a julio de 2015 por región



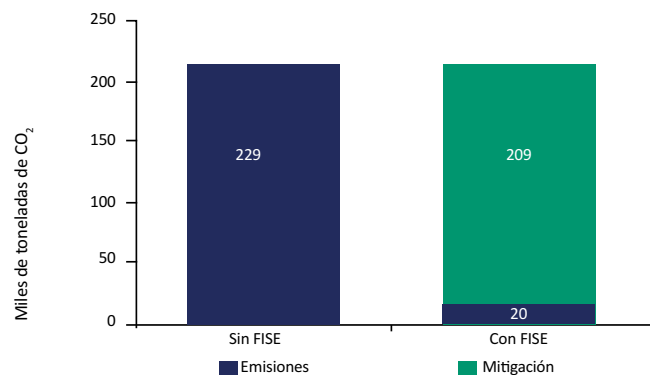
Fuente: Proyecto FISE. Elaboración: OEE - Osinermin

1.2 millones. Puno es el departamento con mayor cantidad de beneficiarios (ver gráfico 7-16). Desde el inicio de la distribución de los vales en julio de 2012 hasta julio de 2015 se han canjeado más de 13.3 miles de vales tanto físicos como digitales. Por otro lado, de acuerdo con información del FISE³⁰, el número de distritos a nivel nacional en donde el programa está interviniendo es 1 736.

• Impacto en la mitigación de emisiones de CO₂ de los vales FISE

Teniendo en cuenta los supuestos y datos expuestos en el acápite 7-4 del anexo digital, los resultados agregados indican que, sin el FISE, los hogares que entre 2013 y julio 2015 habrían canjeado vales y que antes consumían carbón vegetal o leña para cocinar, habrían emitido un acumulado de alrededor de 229 mil toneladas de CO₂. Con la sustitución del GLP se estima que la emisión acumulada entre 2013 y julio de 2015 habría ascendido a solo 20 mil toneladas, disminuyendo 91% de las emisiones (ver gráfico 7-17).

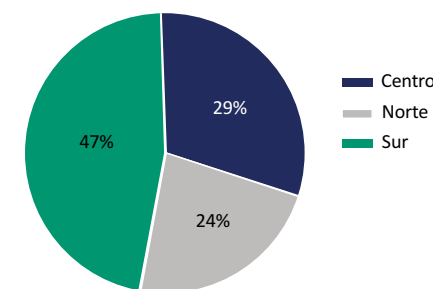
Gráfico 7-17 Impacto del FISE en términos de emisiones de CO₂



Fuente: Proyecto FISE, GFHL- Osinermin e INEI. Elaboración: OEE- Osinermin.

La mayor mitigación de toneladas de CO₂ emitidas se habría obtenido en las regiones del centro y sur³² (29% y 47%, respectivamente, ver gráfico 7-18). Por otro lado, la baja de emisiones de CO₂ entre los hogares pobres ha tenido un impacto relativamente mayor entre los hogares pobres extremos. La incidencia de la mitigación total de las emisiones de CO₂ ha alcanzado a 39% a los hogares pobres extremos y a 32% a los hogares pobres no extremos. Esto se debe a que una mayor proporción relativa de hogares pobres extremos utiliza leña o carbón (a comparación de los hogares pobres no extremos).

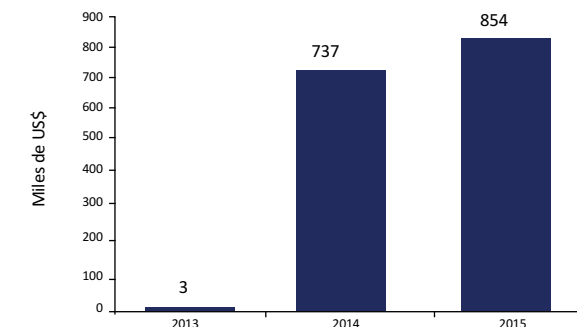
Gráfico 7-18 Mitigación de las emisiones de CO₂ por zona geográfica



Total de reducción de emisiones: 209 mil toneladas de CO₂

Fuente y Elaboración: OEE- Osinermin

Gráfico 7-19 Evolución de la valorización de la mitigación de las emisiones de CO₂ por la implementación del FISE, a valores de 2014



Fuente y elaboración: OEE- Osinermin.



Por otro lado, con el objetivo de estimar en términos monetarios el impacto del FISE, se considera como si este proyecto hubiese sido diseñado para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), de manera que le fuera posible certificar dicha mitigación y venderla como bonos en un mercado de carbono de referencia (ver el acápite 7-6 del anexo digital para una explicación de los bonos de carbono). El precio³² promedio anual del bono de carbono del mercado de la European Union Allowances (EUA)³³ aumentó 35.7% en 2014 con respecto a 2013 hasta los US\$ 7.96 por tonelada de CO₂. Debido a la insuficiencia de información, se utilizará el precio promedio de 2014 para los meses de 2015.

El valor total de la mitigación asciende a US\$ 1.6 millones a valores de 2014 (ver gráfico 7-19). Si bien este monto puede considerarse modesto, cabe tener en cuenta que únicamente representa el impacto en

el sector residencial del cambio del uso de fuentes de energía en favor del GLP y no incluye el impacto en el sector comercial o industrial.

Una primera aproximación a la medición del ratio beneficio costo (en adelante B/C) asociado a la contribución del FISE para mitigar las emisiones de CO₂, considera como beneficio la valorización de la reducción de la emisiones de CO₂ (US\$ 1.6 millones a valores de 2014), y como costo social al costo administrativo de la distribución del vale (comprende los costos operativos de la Empresas de Distribución Eléctrica, los gastos del administrador del FISE, entre otros - US\$ 664 mil a valores de 2014, obteniéndose un ratio de 2.4). Es decir, por cada dólar de costo administrativo de distribución del vale FISE, se obtendría US\$ 1.4 adicional para la sociedad, como consecuencia de la mitigación de emisiones de CO₂. Es importante señalar que la medición del ratio

B/C de todos los programas promovidos por el FISE (por ejemplo, masificación del GN, ampliación de la frontera energética, entre otros) debe considerar, entre otros factores, el beneficio a los hogares por la transferencia monetaria vía los vales, la sustitución de combustibles más contaminantes, la reducción de las enfermedades respiratorias y el costo social de los fondos públicos para financiar el fondo.



d. Supervisión de las actividades de exploración y explotación

Después de 38 años, por intervención de Osinergmin y el cumplimiento del compromiso asumido por la empresa a cargo de los lotes en explotación³⁴, se dejaron de verter a bosques humedales, quebradas y ríos de la Selva norte, cerca de un millón de barriles por día de aguas de producción de pozos petroleros. Estas eran contaminantes, con muy alta salinidad, salían de los pozos con temperaturas superiores a 70 °C, afectando el balance natural del ambiente en la zona de impacto³⁵.

Mediante un trabajo en equipo entre la Oficina de Estudios Económicos, Asesoría Legal y la GFHL de Osinergmin, se realizó la tipificación

de la escala de multas y sanciones de hidrocarburos, se tomaron medidas cautelares y correctivas de cierre de pozos petroleros ante incumplimientos encontrados a la normativa ambiental y se realizaron coordinaciones internas con diversas áreas de la GFHL para la ejecución de sanciones. Finalmente, se determinó la metodología de valorización y cálculo de multas y ejecución de sanciones. Con propósitos referenciales, se realiza una estimación del impacto del vertimiento de agua. Considerando el valor de la hectárea de bosque deforestado, ascendente a US\$ 445 mil³⁶, con la cantidad de hectáreas de bosques humedales afectadas, aproximadamente 180 hectáreas³⁷, se obtienen US\$ 125 millones, como se observa en el **cuadro 7-8**.

Adicionalmente, la empresa invirtió aproximadamente US\$ 520 millones para cumplir con este compromiso, comprando e

instalado equipos, tales como: 43 tanques de almacenamiento, 102 kilómetros de ductos, 26 bombas “booster” de 100 000 barriles de capacidad y 250 libras por pulgada cuadrada (psi) de presión, 58 bombas HPS de 27 000 barriles y 2500 psi, estaciones eléctricas con una potencia total de 70 mega watts y “toppigs plants” con una capacidad total de 8 000 barriles por día de procesamiento. Osinergmin continúa su labor supervisora, verificando que la reinyección de agua se realice en las estructuras de donde proviene la producción de los pozos de forma segura y previniendo la contaminación de las aguas dulces subterráneas.

7.5. SÍNTESIS DE LOS IMPACTOS

Como se ha visto en el presente capítulo, los impactos económicos generados por el sector de hidrocarburos líquidos en la economía del país se observan tanto a nivel macroeconómico como microeconómico. En el ámbito macroeconómico se ha estimado que un incremento de 10% de la capacidad de refinación de petróleo o de la producción de petróleo y LGN tiene un efecto positivo sobre el PBI, la Balanza Comercial y el resultado fiscal primario. Asimismo, los eventos analizados muestran que en todos los casos los hogares son beneficiados.

Con respecto al resto de impactos analizados en el presente capítulo, cabe señalar que los valores hallados son conservadores, si no se cuantifican las externalidades de los usos alternativos de los fondos públicos o los impactos colaterales sobre la productividad laboral y la salud de los agentes en todas sus dimensiones. Por otro lado, los resultados han sido obtenidos utilizando las fuentes de información disponibles (tanto oficiales

de carácter público como provenientes de investigaciones académicas y técnicas de carácter privado), las cuales difieren en su grado de confiabilidad, pero que se juzgan, en promedio, como adecuadas.

En primer lugar, se estimó el efecto de los LGN de Camisea en la Balanza Comercial de hidrocarburos del GLP comparando el escenario real con el escenario contrafactual de la ausencia del desarrollo de las reservas de Camisea. Los resultados revelan un impacto de US\$ 11 258 millones para el período 2004-2014, mientras que los ahorros generados por la sustitución de gasolinas por GLP vehicular superan US\$ 1 000 millones para el período 2006-2014. El impacto en el sector público, asociado al aporte por regalías y por el IR de los hidrocarburos líquidos supera US\$ 25 000 millones para el período 2005-2014.

El efecto de cuatro políticas públicas ejecutadas por Osinergmin ha sido importante. La primera, en términos de impacto monetario absoluto es la de control metrológico, con un monto cercano a US\$ 600 millones para el período 2004-2014. La segunda de las políticas públicas es la supervisión de la calidad de combustibles, cuyo impacto se estima en US\$ 128 millones para el período 2005-2014. La tercera es el impacto en la reducción de las emisiones de dióxido de carbono por el consumo de GLP subsidiado gracias al FISE y totaliza un valor de US\$ 1.6 millones. La cuarta es la de supervisión y fiscalización de los campos petroleros, específicamente, con respecto al vertimiento de aguas de producción al suelo de la Selva peruana, con un total de US\$ 125 millones de mitigación del impacto ambiental. En el **cuadro 7-9** se resumen los impactos estimados.

Cuadro 7-9
Valores del impacto del sector hidrocarburos líquidos en los aspectos analizados

Impacto	Escenarios: Aumento de la			
	Modelo de Equilibrio General Computable	Capacidad de refino en 10%	Producción de petróleo en 10%	Producción de petróleo y LGN en 10% simultáneo
PBI		0.1%	0.15%	0.22%
Balanza Comercial		0.15%	0.27%	0.40%
Resultado Fiscal Primario		0.03%	0.07%	0.14%
Bienestar				
Hogar rico		0.11%	0.19%	0.31%
Hogar pobre		0.09%	0.16%	0.25%
Impacto en el sector	Periodo de análisis	Monto (en millones de US\$ de 2014) ^{1/}		
Sector público	2005-2014	25 395		
Impactos por la explotación de LGN	Periodo de análisis	Monto (en millones de US\$ de 2014) ^{1/}		
Balanza Comercial GLP	2000-2014	11 258		
Ahorros para la economía por el uso de GLP vehicular	2006-2014	1 069		
Total		37 722		
Osinergmin: 4 políticas públicas ejecutadas por la institución	Periodo de análisis	Monto (en millones de US\$ de 2014) ^{1/}		
Supervisión metrológica	2004-2014	593		
Supervisión de calidad	2005-2014	124		
Supervisión y fiscalización exploración y explotación	2003-2014	125		
Impactos indirectos				
Proyecto FISE (emisiones CO ₂)	2013-2015	1.6		
Supervisión por calidad (azufre, IRAs)	2009-2014	3.8		
Total		847		

^{1/} Los montos corresponden a los impactos realizados en dólares de 2014 actualizados a una tasa de 14.01%.

Fuente y elaboración: OEE - Osinergmin

Cuadro 7-8
Impacto económico del proceso de supervisión de campos petroleros de explotación 2003-2009 (en US\$ actualizado a 2014)

Tipo de valor	Aspecto, atributo o servicio ambiental	Año del estudio: 2005 S/. de 2005	Valor actualizado a 2014 (en US\$) ^{2/}
Valor de uso directo	Varios ^{1/}	611 101	294 474
Valor de uso indirecto	Varios ^{1/}	311 602	150 153
Valor de uso opción	Protección de la biodiversidad	1 193	575
Valor de existencia	Preservación del ambiente	246	119
Valor perdido por ha de bosque deforestado		924 142	445 321
Has estimadas afectadas			280
Beneficio imputable a la regulación (Millones de US\$)			125

Nota. ^{1/} Para el valor de uso directo se consideraron como atributo o servicio ambiental a la producción de madera, producción agrícola y fauna. Para el valor de uso indirecto se consideró al atributo de regulación hídrica, control de erosión del suelo, control de incendios, control de nutrientes y valor de la biodiversidad.

^{2/} Se utilizó el valor de transferencia para actualizar los valores que estaban con cifras del año 2005 en Vasquez (2006b).

Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin



IMPACTOS DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS EN LOS ÚLTIMOS 20 AÑOS

A partir de enero de 2010 se inició en Perú la comercialización de gasoholes, en sustitución de las gasolinas convencionales, con menor emisión de gases de efecto invernadero en el consumo. El desarrollo del GLP ha reemplazado parcialmente el uso de leña y carbón como fuentes de energía que son más contaminantes. El GLP ha sido importante en los últimos años en la reducción de las emisiones de dióxido de carbono en los hogares. El GLP obtenido de Camisea abastecía el mercado nacional, pero desde 2015 no alcanza y se requiere su importación. El avance tecnológico presenta importantes oportunidades de exploración y explotación de hidrocarburos, aunado a la aprobación del reglamento de las asociaciones público privadas en 2014, la creación de la Sociedad Peruana de Hidrocarburos en 2013 y la requerida adecuación del Plan Energético Nacional 2014-2025 en lo correspondiente a fortalecer al subsector hidrocarburos. El objetivo es prevenir y mitigar riesgos que impacten en costos de exploración y explotación, en un entorno de volatilidad de precios, que redundará en el crecimiento del país.

Ing. Carlos Federico Barreda Tamayo,
Miembro del Consejo Directivo.





08

EL FUTURO DE LOS HIDROCARBUROS

¿QUÉ ESPERAMOS DE LA INDUSTRIA?



El futuro de los hidrocarburos ¿Qué esperamos de la industria?

Los hidrocarburos líquidos han tenido un impacto importante en el Perú, tal como se discutió en el **capítulo 7**. Además, han sido esenciales en el desarrollo energético. Por eso el Estado peruano ha apostado por una política de seguridad energética que promueva proyectos sostenibles y obras de infraestructura energética que permitan su aprovechamiento.



Topping Plant, Lote 8.
Foto GFHL-Osinergmin.

EL FUTURO DE LOS HIDROCARBUROS

¿Qué esperamos de la industria?

Recientes estudios muestran que existen requerimientos de desarrollo de infraestructura en energía, pues su brecha asciende a cerca de US\$ 33 000 millones, alrededor de 16% del Producto Bruto Interno (PBI) de 2014. En el **cuadro 8-1** se muestra esta situación por sectores.



La ejecución de proyectos de inversión en el sector de hidrocarburos líquidos permitirá cerrar la brecha de infraestructura y afianzar la seguridad energética. Los de inversión privada anunciados para el periodo 2015–2017 e identificados por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) en su Reporte de Inflación de mayo de 2015¹, se muestran en el **gráfico 8-1**. Los compromisos de inversión privada anunciados para el sector de hidrocarburos ascienden a 18% del total.

Existen también proyectos adicionales, sobre todo relacionados a la expansión de la capacidad de almacenamiento y abastecimiento de combustibles, como las plantas y terminales de Ilo, Puerto Maldonado, Pasco, Bayóvar y Pariñas. En total, una inversión aproximada de US\$ 60.5 millones, que sumados a los citados por el BCRP llegan a US\$ 7 284.5 millones.

Adicionalmente se han promulgado medidas de promoción de inversión y para el afianzamiento de la seguridad energética.

Como se mencionó en el **capítulo 4**, se promulgaron dos instrumentos importantes para este objetivo. Primero, la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040 (D.S. N° 064-2010-EM), que tiene como objetivo alcanzar la suficiencia de la infraestructura en toda la cadena de suministro de

electricidad e hidrocarburos para asegurar el abastecimiento energético. Segundo, el Plan Energético Nacional 2014–2025 del Ministerio de Energía y Minas (MEM), que plantea un abastecimiento energético competitivo, seguridad y acceso universal a la energía, así como desarrollar los recursos

Cuadro 8-1
Brecha de Infraestructura 2012-2021

Sector	Brecha (millones de US\$)	Porcentaje
Telecomunicaciones	19 170	22%
Agua y saneamiento	5 335	6%
Infraestructura hidráulica	8 682	10%
Transporte	20 935	24%
Energía	32 987	38%
Salud	478	1%
Educación	388	0%
TOTAL	87 975	100%

Fuentes: Plan Nacional de Infraestructura 2012-2021, ESAN - CIUP UP.

Gráfico 8-1
Compromiso de inversión privada para el periodo 2015-2017 por sectores (millones de US\$)

Sector	2015 - 2017
Minería	14 408
Hidrocarburos	7 224
Electricidad	4 617
Industria	2 408
Infraestructura	4 057
Otros sectores	7 370
Total	40 084

Fuente: Reporte de inflación mayo 2015 – BCRP. Elaboración: OEE - Osinergmin

energéticos de manera sostenible mediante, entre otros, una Red Nacional de Ductos y la sustitución de diésel por gas natural (GN).

También se promulgó la Ley N° 29852, que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). Los proyectos incluidos serán financiados por un cargo tarifario de transporte por ductos de productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos de gas natural (LGN) determinado por Osinergmin.

Asimismo, se promulgó la Ley N° 29970, que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país, que declaró de interés nacional la implementación de medidas para el la consolidación de la seguridad energética del Perú y que determina los principios para incrementar la confiabilidad en la producción y transporte de energía, además de extender el beneficio del mecanismo de ingresos garantizados para aquellos proyectos de GN y LGN que aumenten la

seguridad energética del sector eléctrico (cubiertos por el Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética, CASE).

En relación a la promoción de inversiones, el Estado ha dictado medidas en los últimos años para incentivar y afianzar a privados y las asociaciones público–privadas (APPs). Están el D.S. N° 104-2013-EF, que declara de interés nacional y prioritaria la promoción y agilización de la inversión; la Ley N° 30025, que facilita la adquisición, expropiación y posesión de bienes inmuebles para obras de infraestructura; y la Ley N° 30167 de marzo de 2014, que modifica el D.L. N° 1012, que aprueba la Ley Marco de APPs para la generación de empleo productivo y dicta normas para la agilización de los procesos de promoción de la inversión pública. El **cuadro**

US\$ 7 285 millones aproximadamente ascienden los montos de proyectos de inversión anunciados en el sector hidrocarburos a 2017.



8-2 enumera estas y otras normas. En el **acápito 8-1** se puede encontrar un resumen de las principales disposiciones. Otras normas relacionadas al sector hidrocarburos y promulgadas en el mismo periodo se incluyen en el mismo **acápito** del **anexo digital**.

Teniendo en cuenta este contexto, a continuación se presentan los principales proyectos de inversión en el sector hidrocarburos líquidos y sus características más resaltantes. Los detalles técnicos se incluyen en los **acápitos 8-2 a 8-5 del anexo digital**, según se indique.

Cuadro 8-2 Principales normas para facilitar y afianzar la inversión privada y las APPs

Norma	Fecha
Ley N° 30025. Ley que facilita la adquisición, expropiación y posesión de bienes inmuebles para obras de infraestructura.	22/05/2013
D.S. N° 104-2013-EF. Declara de interés nacional y prioritaria la promoción y agilización de la inversión.	25/05/2013
D.S. N° 060-2013-PCM. Aprueba disposiciones especiales para la ejecución de procedimientos administrativos y otras medidas para impulsar proyectos de inversión pública y privada.	25/05/2013
Ley N° 30056. Ley para facilitar la inversión, impulsar el desarrollo productivo y el crecimiento empresarial.	02/07/2013
D.S. N° 005-2014-EF. Reglamento de la Ley N° 29230 de obras por impuestos (Oxi).	14/01/2014
Ley N° 30167. Ley que modifica el D.L. N° 1012 que aprueba la Ley marco de asociaciones público-privadas para la generación de empleo productivo y dicta normas para la agilización de los procesos de promoción de la inversión pública.	02/03/2014
D.S. 127-2014-EF. Nuevo reglamento de APPs.	31/05/2014
Ley N° 30230. Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país.	12/07/2014
D.S. N° 376-2014-EF. Modifican el Reglamento del Decreto Legislativo N° 1012.	31/12/2014
D.S. N° 006-0215-EF. Aprueban Reglamento del artículo 17 de la Ley N° 30264.	23/01/2015
Ley N° 30327. Ley de promoción de las inversiones para el crecimiento económico y desarrollo sostenible.	21/05/2015
Ley N° 30335. Ley que delega en el Poder Ejecutivo la facultad de legislar en materia administrativa, económica y financiera.	01/07/2015
D.L. N° 1192 Aprueba la ley marco de adquisición y expropiación de inmuebles, transferencia de inmuebles de propiedad del Estado, liberación de interferencias y dicta otras medidas para la ejecución de obras de infraestructura.	23/08/2015

Fuente: MEF. Elaboración: OEE – Osinergmin.

8.1. EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN

En el segmento *upstream* de la industria de hidrocarburos líquidos se puede mencionar el gran potencial de reservas con el que cuenta el país al estar dentro de la cuenca sedimentaria del Orinoco. Con esta perspectiva, desde el año pasado, Perupetro ha iniciado las licitaciones para 26 lotes petroleros en la Selva y en el zócalo continental (*off shore*): en 2014 se ofrecieron siete lotes en la Amazonía, seis lotes *off shore*, algunos de los cuales han mostrado un alto potencial de reservas; este año se haría lo mismo con 19 en la Selva. Varios procesos de consulta previa ya han sido concluidos y otros están en proceso.

8.2. MODERNIZACIÓN DE LAS REFINERÍAS

a. Talara

Es el principal proyecto en ejecución junto con el Gasoducto Sur Peruano (GSP). Permitirá reducir las emisiones de gases dañinos a la atmósfera a partir de la combustión de los combustibles refinados en ella, entre otros. La refinería de Talara está ubicada en el distrito de Pariñas, provincia de Talara, departamento de Piura, a 1 185 km al norte de Lima. Abarca un área industrial (dentro de la cual se enmarca el proyecto) de 132.32 hectáreas². El 18 de diciembre de 2013, mediante la Ley N° 30130, se declaró de necesidad pública e interés nacional la ejecución del proyecto de modernización de la refinería Talara (PMRT), que permitirá procesar crudos pesados y cumplir con las especificaciones de calidad (nivel de azufre) de los combustibles.

Al respecto, la legislación vigente estipula que el azufre contenido en el combustible diésel para uso automotor no puede ser mayor de 50 ppm (partes por millón). Mediante la Ley N° 28694 se establecieron normas para regular el contenido de azufre en el combustible diésel con el objetivo de salvaguardar la calidad del aire y la salud pública. Esta misma Ley dispuso que a partir del 1° de enero de 2010 estaba prohibida la comercialización para consumo interno de diésel con más de 50 ppm de azufre por volumen. El Ministerio de Energía y Minas (MEM), dentro de sus facultades, fijó el cronograma de reducción progresiva del contenido de azufre en diésel N° 1 y N° 2 (D.S. N° 025-2005-EM)³ y las zonas geográficas en las que esta medida debía ser

cumplida, primero para el Diésel B2⁴ y luego para el Diésel B5⁵. Hasta la fecha se debe cumplir esta disposición en Lima, Cusco, Puno, Arequipa, Madre de Dios y El Callao.

En ese sentido, la modernización de la refinería de Talara permitirá producir combustibles que cumplan con las especificaciones de azufre, entre otras mejoras, lo cual no solo reducirá la importación del combustible bajo en azufre, sino que permitiría ampliar la vigencia del estándar a otras regiones del país y reducir aún más la emisión de gases contaminantes a la atmósfera, beneficiando la salud de la ciudadanía. Petroperú estima que se ahorrará a la población US\$ 299 millones al año en gastos de salud y se aportará 51.3%

más en impuestos cuando la refinería entre en operación.

Las mejoras necesarias implican la modificación de algunas unidades existentes y la instalación de nuevas unidades de procesos, servicios industriales y facilidades complementarias que incluso permitirán el autoabastecimiento eléctrico mediante el gas procesado de refinería. Mayores detalles del proyecto se encuentran en la Ficha Técnica (**cuadro 8-3**). Los objetivos generales, específicos y mejoras ambientales del proyecto se presentan en el **cuadro 8-4** y **gráfico 8-2**. Finalmente, el **gráfico 8-3** representa la diferencia en los procesos de producción de la refinería antes y después de la ejecución del proyecto.

Cuadro 8-3 Ficha técnica del PMRT

Localización	Piura
Inversión estimada	US\$ 3 500 millones (US\$ 2 730 millones financiados por Petroperú).
Descripción del Proyecto	Modernización que permitirá procesar crudos pesados (conforman la mayoría de los crudos producidos en el Perú) mediante procesamiento de conversión profunda, que a la fecha no es posible; y ayudará a cumplir con las nuevas especificaciones de calidad (nivel de azufre) de los combustibles del país, lo cual mejorará la balanza comercial al reducir las importaciones y mejorar la competitividad.
	El proyecto implica la construcción de nuevas unidades de procesos que permitirán producir mejores combustibles y obtener mayor valor agregado para el mercado de exportación. Se ampliará la capacidad de refinación de 65 MBPD a 95 MBPD.
	El proyecto mejorará la viabilidad económica de la refinería.
Etapas	En ejecución.

Fuente: Petroperú. Elaboración: OEE – Osinergmin.



Refinería Selva.
Foto Petroperú.



Objetivos generales y específicos del PMRT

Aspecto	Objetivo general	Objetivo específico
Calidad de productos	Mejorar y adecuar a especificaciones de la normativa vigente (plantas de desulfuración, tratamiento y reformación catalítica) de manera que se garantice la satisfacción de la demanda interna.	<ul style="list-style-type: none"> · Obtener combustibles con los niveles de azufre que dicta la normativa. · Mejorar el octanaje de las gasolinas para reducir importaciones.
Economía de refinería	Mejorar la economía de la refinería mediante una nueva planta de conversión profunda de residuos y fondos de crudos pesados de muy bajo valor hacia derivados medios, gasolina y GLP, para complementar la demanda abastecida de estos productos energéticos en el mercado peruano.	<ul style="list-style-type: none"> · Mejorar el rendimiento de destilados ampliando las infraestructuras de planta de conversión profunda. · Reducir el costo de materia prima al poder procesar crudos de mayor peso y menor precio. · Optimizar la infraestructura de servicios industriales y facilidades generales existentes, complementándola con nueva infraestructura para el manejo de insumos y productos. · Minimizar los riesgos asociados al control de las operaciones de refinación, mediante modernos sistemas de control distribuido y parada de emergencia, así como sistemas de control avanzado.
Calidad ambiental	Tratamiento de gas de refinería para reducir H2S antes de usar en hornos y calderos.	<ul style="list-style-type: none"> · Combustibles con estándares ambientales vigentes minimizarán el impacto ambiental.

Fuente: Petroperú. Elaboración: Osinergmin.

De acuerdo con Petroperú, el desarrollo del proyecto en la etapa de construcción implica la creación de un mínimo de 14 000 empleos directos e indirectos. Por otro lado, durante la etapa de operación, la refinería generará 380 nuevos empleos en Talara y 870 en todo el país y Petroperú se comprometió a capacitar a 600 talareños para laborar en el PMRT⁷. Al 31 de julio, el avance del proyecto fue 15.6%. En el **acápite 8-2** hay más detalles con respecto a la ampliación y construcción de nuevas unidades, servicios auxiliares y facilidades generales.

Osinergmin se encargará de verificar el cumplimiento de toda la normativa técnica y de seguridad de las instalaciones, desde la etapa de diseño hasta la puesta en marcha; así la empresa podrá obtener el Registro

de Hidrocarburos (RH) correspondiente y operar.

b. La Pampilla (RLP21)

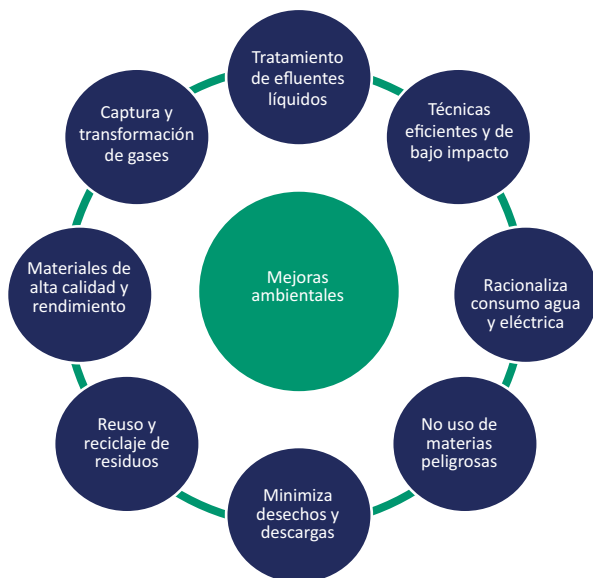
Refinería La Pampilla S.A.A. (en adelante, Relapasa) es una empresa privada cuya finalidad es la refinación del petróleo para producir derivados como GLP, gasolinas de 84/90/95/98 octanos, turbo de aviación, diésel, petróleo industrial 6 y 500, entre otros. Su capacidad actual de procesamiento es de 107 MBPD. Sus instalaciones están construidas ocupando una superficie de 523 Ha en el km 25 de la autopista Lima - Ventanilla, en el distrito de Ventanilla, provincia constitucional de El Callao. El proyecto RLP21 se fundamenta en cumplir la Ley N° 28694, que regula el contenido de azufre en el diésel, y que señala que para

2015 su producción debe contener una concentración de azufre no superior a las 50 ppm. Con este fin plantea una estrategia que incluye los siguientes objetivos.

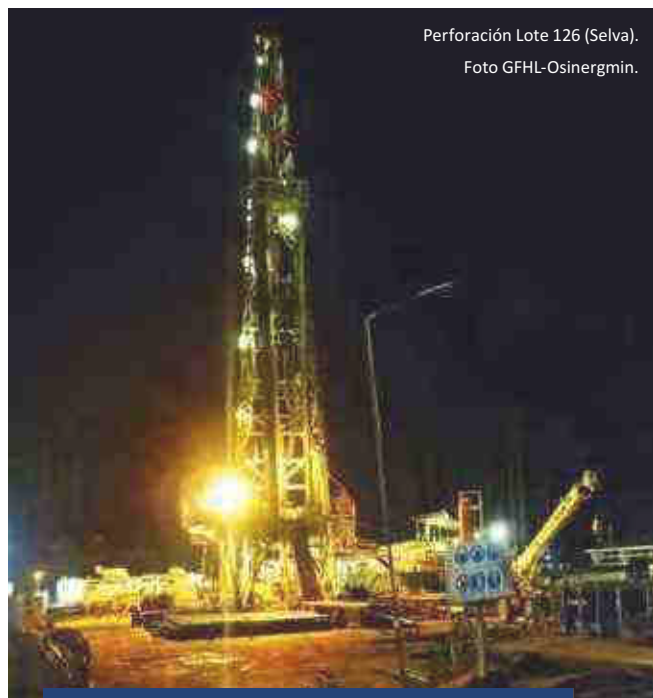
- Reducción de azufre en los combustibles procesados mediante una planta de hidrot ratamiento de diésel N° 2, una de hidrot ratamiento de gasolinas (segunda etapa del proyecto) y una de generación de hidrógeno.
- Mejor competitividad de la refinería mediante:
 - o La mejora de la producción de gasolinas con las nuevas plantas de isomerización y de reformado (segunda etapa del proyecto).
 - o El uso efectivo de todos sus productos, para lo cual se ha concebido una planta de recuperación de azufre (azufre sólido).
 - o Finalmente, incrementar, modificar y/o instalar nuevas unidades auxiliares, con el fin de adecuar la refinería a las nuevas unidades de proceso instaladas, como por ejemplo: servicios de agua, vapor y aire, antorcha, tanques de almacenamiento de productos intermedios, *blending*, *racks* de interconexiones, etc.

Osinergmin se encargará en este proyecto de verificar el cumplimiento de toda la normativa técnica y de seguridad de las instalaciones, desde la etapa de diseño hasta la puesta en marcha. Así, la empresa operadora obtendrá el RRR correspondiente y funcionar. El **cuadro 8-5** muestra la Ficha

Gráfico 8-2
Mejoras ambientales del PMRT

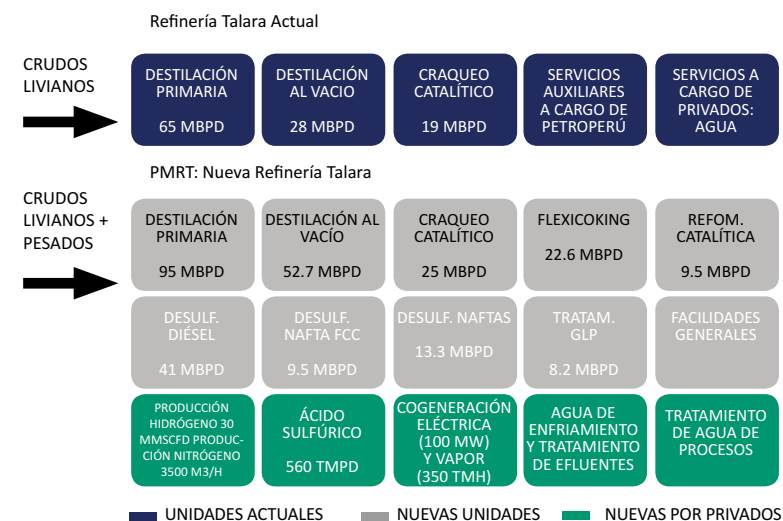


Fuente: Petroperú. Elaboración: Osinergmin.



DERECHOS DE AUTOR RESERVADOS

Gráfico 8-3
Diagrama de procesos antes y después del PMRT



MBPD: Miles de barriles por día
GPM: Galones por minuto
Fuente y elaboración: Petroperú.

TMPD: Toneladas métricas por día
TMH: Toneladas métricas hora

MMSCFD: Millones de pies cúbicos estándar al día



Cuadro 8-5

Ficha Técnica del proyecto de adecuación a nuevas especificaciones de combustibles de la refinería La Pampilla

Localización	Distrito de Ventanilla – Provincia Constitucional
Inversión estimada	US\$ 741 millones
Descripción del proyecto	Se instalarán en la refinería La Pampilla seis nuevas unidades de proceso para mejorar la calidad de los combustibles producidos. Se disminuirá el contenido de azufre de los combustibles y, por lo tanto, la emisión de dióxido de azufre (SO ₂), material particulado y dióxido de carbono (CO ₂), entre otros. El proyecto planea la construcción de un nuevo tanque de almacenamiento de crudo, dos tanques de diésel y tres nuevos tanques de gasolina.
Etapa	+ 40% en el bloque diésel (8).

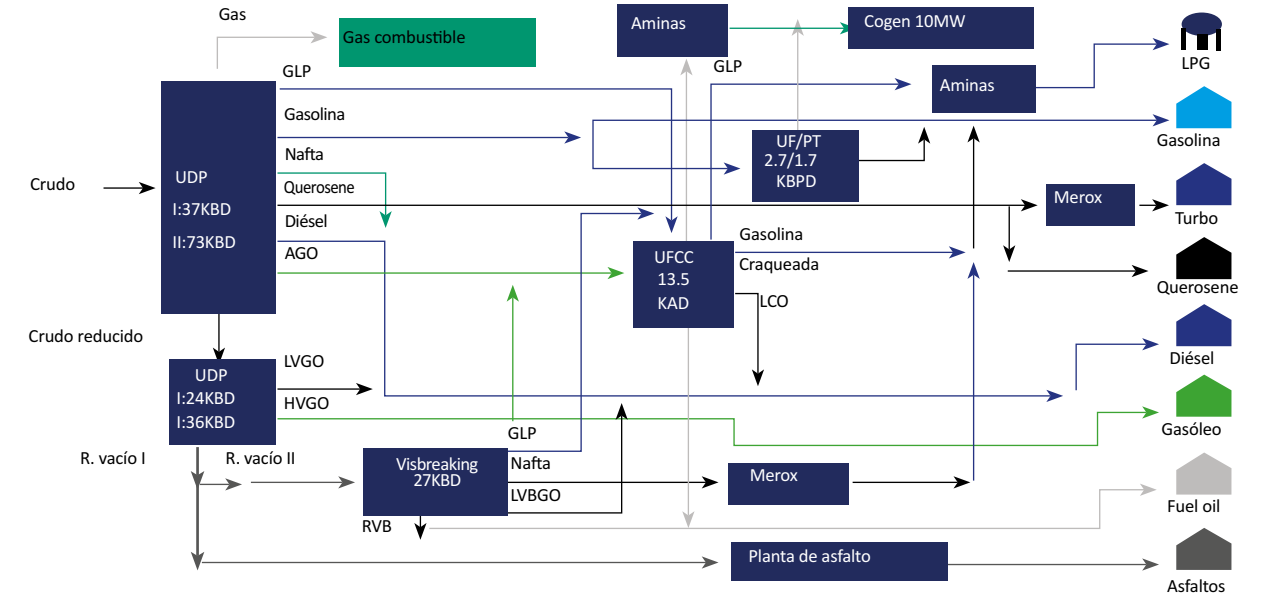
Fuente: Repsol YPF S.A. Elaboración: OEE – Osinergmin.

Técnica del proyecto, mientras que en las ilustraciones 8-1 y 8-2 se muestra el diagrama de procesos actual y futuro de Relapasa, respectivamente. En el acápite 8-3 se brindan mayores detalles técnicos sobre los cambios que implica el proyecto.



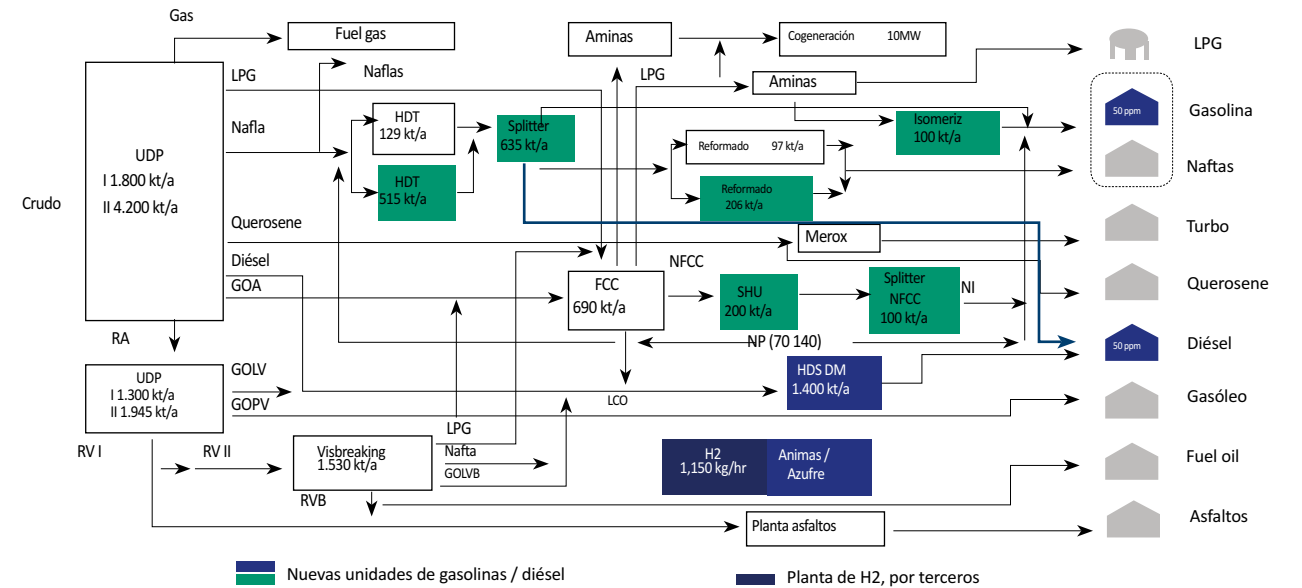
Perforación pozo 2 CD, Los Ángeles, Lote 131.
Foto GFHL-Osinergmin.

Diagrama de procesos actuales de la refinería La Pampilla



Fuente y elaboración: Repsol YPF S.A.

Ilustración 8-2
Diagrama de procesos futuros de la refinería La Pampilla



Fuente y elaboración: Repsol YPF S.A.



8.3. SISTEMA DE ABASTECIMIENTO DE GLP PARA LIMA Y EL CALLAO

El cuadro 8-6 presenta la Ficha Técnica del proyecto (poliducto Pisco-Lurín). Osinergmin ha planteado sugerencias a Proinversión para mejorar el contenido del contrato de concesión en el marco de sus facultades.

En este, deberá supervisar el desarrollo de las obras (construcción e instalación de los tanques de almacenamiento como del ducto) que tendrán que cumplir con la normativa legal aplicable. También estará a cargo del desarrollo financiero y de regular las tarifas por el servicio, como estipularía el contrato. La regulación tarifaria incluirá la determinación del cargo SISE en el marco de la Ley N° 29852 y su reglamento aprobado por D.S. N° 021-2012-EM.

8.4. PROYECTO MEJORAS A LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DEL PAÍS Y DESARROLLO DEL GASODUCTO SUR PERUANO

Es el principal proyecto de hidrocarburos en ejecución en el sur del país y el primer paso para el desarrollo del nodo energético y la industria petroquímica. El proyecto de mejoras a la seguridad energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano (en adelante, GSP) comprende la construcción, operación y mantenimiento del Sistema Integrado de Transporte, conformado por tres tramos de ductos: B, A1 y A2. El B y el A1 se encuentran dentro de la denominada Zona de Seguridad, mientras que el A2 comprende la construcción del GSP. A su vez, el B comprende la construcción de un gasoducto y un poliducto que permitirán transportar GN y LGN, respectivamente. En la ilustración 8-3 se puede apreciar el esquema del proyecto. Con respecto a los hidrocarburos líquidos, el proyecto incrementará la capacidad de transporte de LGN en 120 MBPD mediante un poliducto, y permitirá la sustitución del uso de hidrocarburos líquidos con mayor potencial contaminante y costoso por GN seco o GN vehicular (GNV).

El GSP atravesará seis regiones del sur del país y afianzará la seguridad energética. El desarrollo del proyecto del Sistema Integrado de Transporte se apoya en una serie de disposiciones legales que promueven la industria de hidrocarburos en nuestro país, tales como la Ley Orgánica de Hidrocarburos, LOH (Ley N° 26221), la Ley de Promoción del Desarrollo de la

Industria de Gas Natural y su Reglamento (Ley N° 27133 y Decreto Supremo N° 040-99-EM), y la Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país (Ley N° 29970). Asimismo, concuerda con la visión del sector energético, expuesta en la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040 y el Plan Energético Nacional 2014-2025, mencionada anteriormente en este capítulo y el capítulo 4. El cuadro 8-7 presenta la

Ficha Técnica, mientras que las ilustraciones 8-4 y 8-5 esquematizan aspectos como las zonas de paso de los tramos que conforman el proyecto y las rutas de acceso y transporte de los ductos.

Adicionalmente a la supervisión y fiscalización de las normas técnicas y de seguridad en las instalaciones, desde el diseño hasta la operación del ducto, Osinergmin tendrá un papel en la determinación de los cargos

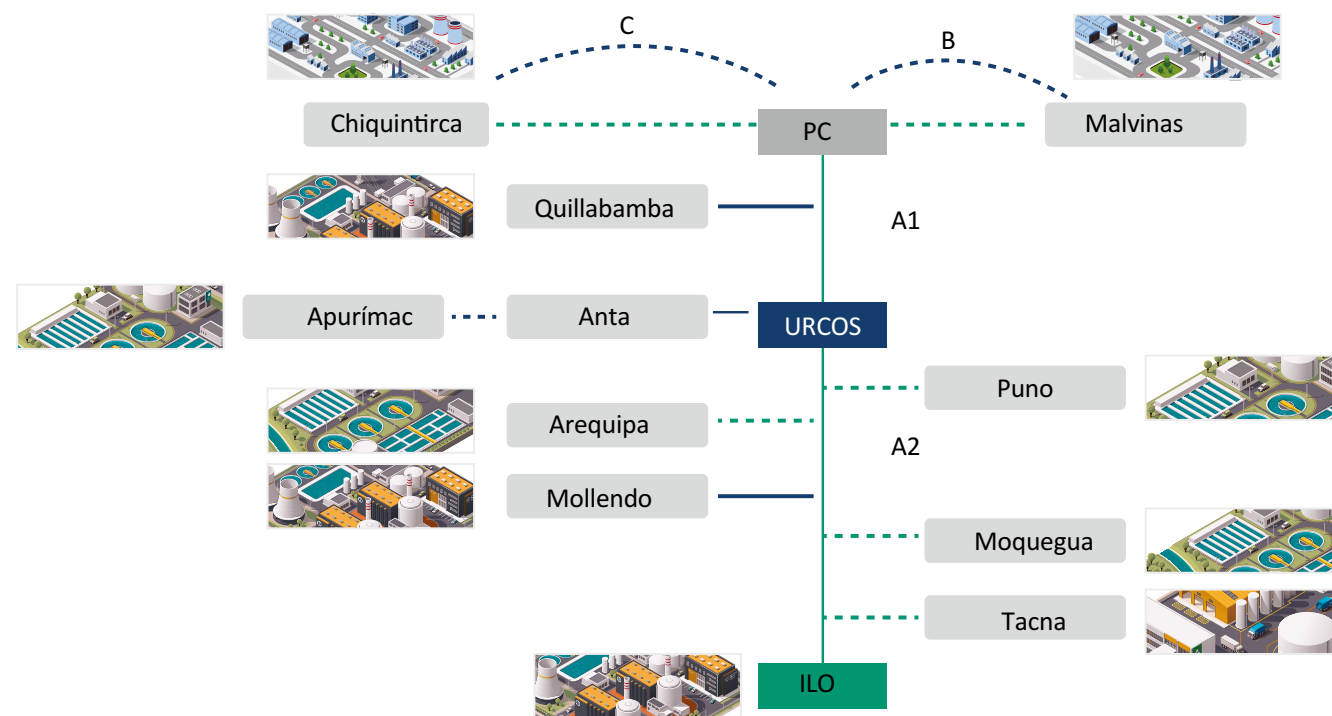
tarifarios y la supervisión del cumplimiento de la normativa asociada al Mecanismo de Ingresos Garantizado. Como se mencionó anteriormente, el Sistema Integrado de Transporte comprende la construcción, operación y mantenimiento de tres tramos, de los cuales, el B abarca la construcción de un poliducto que permitirá transportar LGN. En adelante se tratará la regulación por parte de Osinergmin con respecto a este poliducto.

Cuadro 8-6
Ficha Técnica del proyecto sistema de abastecimiento de GLP para Lima y El Callao (Poliducto Pisco – Junín)

Localización	Ica - Lima
Inversión	Aproximadamente US\$ 250 millones.
Objetivo	Diseñar, financiar, construir, operar y mantener un sistema de abastecimiento de GLP que garantice la continuidad del suministro de dicho combustible para Lima y El Callao.
Descripción del proyecto	<p>En el marco del contrato de concesión que se suscriba, el contratista prestará el servicio de transporte, almacenamiento y despacho de GLP, para los usuarios de Lima y El Callao, para lo cual se implementará una infraestructura, con el fin de brindar seguridad energética al suministro de GLP. La infraestructura mínima consta de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sistema de transporte por ducto, de Pisco a Lima, con capacidad mínima de 50 MBPD (Numeral 3.2.7 Anexo 1). - Sistema de almacenamiento y despacho, con capacidad mínima de 50 MBPD (Numeral 3.3.2 Anexo 1). - Infraestructura del inventario de seguridad con una capacidad mínima de 90 MBPD (Numeral 3.3.2 Anexo 1). - Sistema de despacho de GLP. <p>El almacenamiento será una reserva para cualquier contingencia que se presente. El periodo de recuperación del contrato es de 20 años, contados a partir de la puesta en operación comercial. La capacidad garantizada durante el periodo de recuperación será de 30 MBPD para el sistema de transporte de GLP y el sistema de almacenamiento y despacho de GLP (Cláusula 12.3).</p> <p>A solicitud del concedente, la sociedad concesionaria deberá ampliar las facilidades de almacenamiento hasta 250 MBPD, de acuerdo con la Cláusula 12.17 (Numeral 3.3.2 Anexo 1)</p>
Etapas	Diseño del contrato de concesión

Fuente: Quinta versión del proyecto de contrato de concesión correspondiente, Proinversión.
Elaboración: OEE-Osinergmin.

Ilustración 8-3
Diagrama del proyecto



Fuente: Proinversión. Elaboración: OEE- Osinergmin.



Cuadro 8-7
Ficha Técnica de proyecto

Datos del contrato	Firma de contrato (Cierre): 23/07/2014 Puesta en operación comercial: 23/03/2019 (esperada)
Operador calificado	Enagas Internacional S.L.U. (Titular: Gasoducto Sur Peruano S.A. – GSP S.A.)
Plazo de concesión	34 años, incluye 56 meses de construcción
Localización	Cusco, Ayacucho, Apurímac, Arequipa, Moquegua y Tacna
Inversión	US\$ 7 328 Millones
Descripción del Proyecto	<p>Concesión del diseño, financiamiento, construcción, operación, mantenimiento y transferencia de un sistema de transporte de GN, cuyo objetivo es afianzar al Sistema de Seguridad Energética, así como la construcción de un gasoducto y un poliducto, de acuerdo al siguiente detalle.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tramo (B): gasoducto [1 500 MMPCD] y poliducto [120 MBPD] de la planta Malvinas a punto de derivación. Para el reforzamiento del sistema de transporte existente. • Tramo (A1): gasoducto [550 MMPCD] del punto de derivación hasta Urcos; y los gasoductos secundarios a central térmica de Quillabamba y a la provincia de Anta. • Tramo (A2): gasoducto [500 MMPCD] Urcos a centrales térmicas de Mollendo e Ilo. • Tramo (C): elaborar estudio de ingeniería básica (FEED) del tramo (C) del punto derivación a Chiquintirca y de los futuros gasoductos regionales hasta Apurímac, Puno, Arequipa, Cusco, Moquegua y Tacna.
Etapas	El avance global al 31/07/2015 es de 21.25%

Fuente: GFHL – Osinergrmin. Elaboración: OEE – Osinergrmin.

Los ductos, equipos e instalaciones necesarias para el transporte de LGN dentro de la Zona de Seguridad conforman el Sistema de Seguridad de Transporte de Líquidos (STL). De acuerdo con los numerales 3.2 y 4.2 de los artículos 3° y 4°, respectivamente, de la Ley N° 29970, el STL cuenta con el beneficio del Mecanismo de Ingresos Garantizados y percibe un Ingreso Anual Garantizado (IGA). Cada tramo del Sistema Integrado de Transporte tiene asociado un costo del servicio. Osinergrmin determinará el monto del IGA respectivo.

La remuneración del IGA se realizará mediante tarifas que el concesionario percibirá por la prestación del servicio y, en caso de ser necesario, los cargos tarifarios para cubrir la parte del IGA que no es remunerado. En el caso del STL, es el Cargo por el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (cargo tarifario SISE)¹¹.

El D.S. N° 014-2014-EM estableció que el MEM podía autorizar el inicio de la recaudación del cargo tarifario SISE, entre otros, antes de la Puesta en Operación

Comercial (POC), que formaría parte del Adelanto de los Ingresos Garantizados (AIG) y sería transferido al concesionario en la fecha de la POC. Adicionalmente, existe un periodo de tiempo de máximo seis meses posteriores a la POC, en los cuales se realiza la liquidación del AIG y el reajuste del Costo del Servicio por demoras en la POC o riesgos en la ejecución del proyecto.

En resumen, hay tres periodos para los cuales se calcularán las tarifas y cargos tarifarios del Sistema Integrado de Transporte: Periodo de Recaudación del AIG, Periodo Transitorio y Periodo Tarifario. Por otra parte, en el Procedimiento de Cálculo de Tarifas y Cargos Tarifarios del Sistema Integrado de Transporte de Hidrocarburos – Ductos de Seguridad y Gasoducto Sur Peruano, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo (RCD) N° 043-2015-OS/CD, se definieron las fórmulas para el cálculo de tarifas y cargos tarifarios a aplicarse para la remuneración del Sistema Integrado de Transporte¹².

En el caso del STL, aparte del cargo tarifario SISE, se definirá la Tarifa de Transporte Adicional (TRSSTL)¹³. Asimismo, el Reglamento de la Ley N° 29970 establece que el IGA es cubierto por los ingresos provenientes del cargo tarifario SISE, pagado por toda la demanda de combustibles líquidos, GLP y otros derivados de los LGN comercializados en el mercado nacional (Demanda Beneficiada del STL)¹⁴. Osinergrmin se encargará de supervisar y fiscalizar el cumplimiento del cobro, su entrega al fideicomiso conformado para el depósito del AIG y posteriormente su transferencia al concesionario.

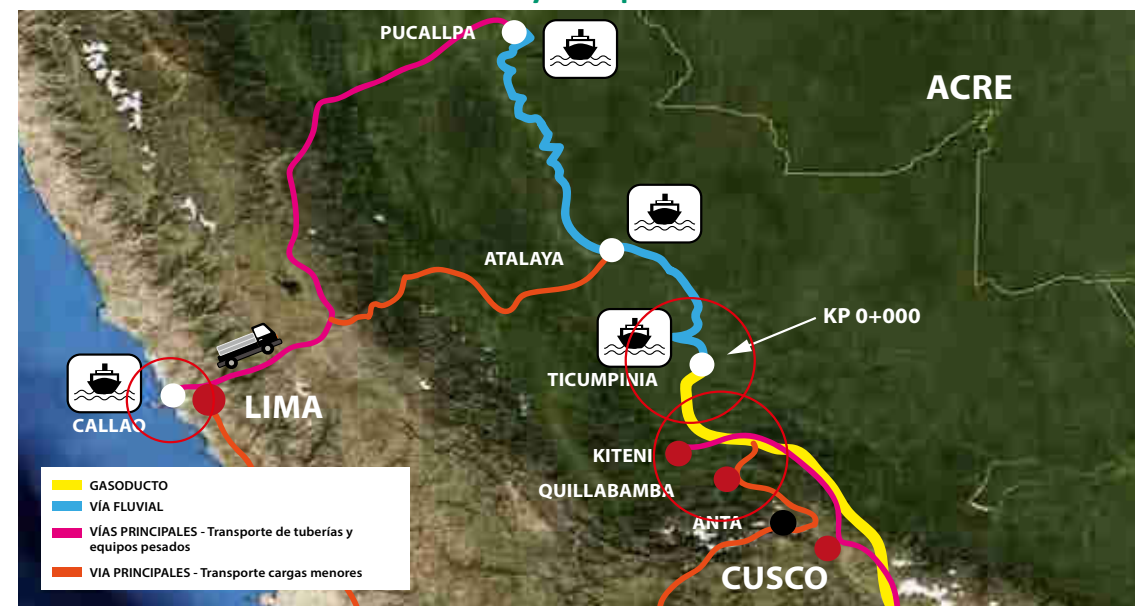
Entre los impactos que se avizoran del proyecto completo (no solo del poliducto de LGN), este permitirá reducir los costos de la

Ilustración 8-4
Mapa referencial del Gasoducto Sur Peruano



Fuente y elaboración: Proinversión.

Ilustración 8-5
Rutas de acceso y transporte de los ductos



Fuente y elaboración: Concesionaria GSP S.A.



energía en el Perú, principalmente en la zona de influencia. Los consumidores directos sustituirán fuentes de energía más costosas (diésel, petróleo residual, GLP y electricidad) por GN. Por otro lado, originará ahorro de costos variables de generación de energía: reemplazo de centrales de generación a diésel por las de generación térmica a GN.

En virtud de la inversión ejecutada en la etapa de construcción y a la mayor producción de GN a mediano plazo, se originarán efectos directos e indirectos en los diferentes sectores (industrial, eléctrico, comercial, etc.) que utilicen GN y LGN para llevar a cabo sus actividades, por lo que el PBI peruano se incrementará. Por otro lado, la sustitución de hidrocarburos líquidos importados por GN y LGN, así como su exportación, mejorará la Balanza Comercial. Adicionalmente, se incrementarían los ingresos fiscales por regalías e impuesto a la renta (IR) y a futuro se desarrollará el polo petroquímico. De acuerdo a información de GSP S.A., se estima que en la etapa de diseño y construcción se generarán 25 000 empleos directos e indirectos, priorizando a la población de la zona de influencia¹⁵.

8.5. PLANTAS DE ABASTECIMIENTO

La seguridad energética contempla la construcción de instalaciones de almacenamiento como parte del SISE. El desarrollo de los proyectos asociados a la construcción de plantas y terminales promueve el aseguramiento del abastecimiento energético del país. También existen disposiciones normativas para mantener una existencia mínima y media mensual que deben cumplir todos los distribuidores mayoristas y productores de combustibles líquidos, así como las plantas de producción e importadores de GLP. Estas son supervisadas y fiscalizadas por Osinergmin.

En efecto, el artículo 8° del Reglamento de Comercialización de GLP aprobado por Decreto Supremo N° 01-94-EM, modificado por el D.S. N° 015-2015-EM, señala que casi todos los agentes que comercializan GLP desde una planta de abastecimiento y cuentan con capacidad de almacenamiento propia o contratada en esa planta, tendrán la obligación de mantener una existencia

media de GLP equivalente a 15 días de despacho nacional promedio de los últimos seis meses. Asimismo, deben tener una existencia mínima permanente de GLP almacenado equivalente a cinco días de despacho promedio de los últimos seis meses, que solo podrán ser dispuestas en el caso que la DGH declare la situación de desabastecimiento de GLP. El D.S. N° 015-2015-EM dispone el otorgamiento de un plazo de adecuación fijado por Osinergmin para que las empresas que no cuenten con capacidad de almacenamiento propia o contratada puedan hacerlo (deberán presentar medidas alternativas a ser implementadas en 30 días calendario, previa aprobación de Osinergmin).

Las plantas de procesamiento de hidrocarburos, importadores de GLP y plantas de abastecimiento de GLP deben remitir información diaria al Osinergmin sobre las existencias de GLP, de las cantidades de GLP en calidad de depósitos temporales en el caso del producto importado, y de las cantidades de GLP que se encuentren en tránsito; así como, de la ocurrencia de cualquier evento que pueda afectar el normal abastecimiento de GLP. En el caso de combustibles líquidos, el artículo 43° del Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos, aprobado por D.S. N° 045-2001-EM, estipula que los productores y distribuidores mayoristas deberán mantener en cada planta de abastecimiento una existencia media mensual mínima de cada combustible almacenado equivalente a 15 días calendario de su despacho promedio de los últimos seis meses calendario anteriores al mes del cálculo de las existencias, y en cada planta de abastecimiento de cinco días calendario del despacho promedio.



Refinería de Conchán.
Foto MEM.

Características de proyectos de plantas de abastecimiento y terminales

	Terminal Ilo	Planta de ventas Puerto Maldonado	Planta de ventas Pasco	Planta de ventas Bayovar	Planta de abastecimiento de GLP Pariñas
Inversión*	S/. 121.7 millones (US\$ 37.5 millones)	S/. 18.9 millones (US\$ 5.8 millones)	S/. 9.9 millones (US\$ 3.05 millones)	S/. 28.1 millones (US\$ 8.7 millones)	US\$ 5.4 millones
Localización	24 km al sur de Ilo, Moquegua, en el sector Loma La Buitrea de la Playa El Palo, al costado de la planta de Enersur.	Madre de Dios, sector El Castañal km 15 Carretera Puerto Maldonado - Cusco.	Ninacaca, terreno de 121 875 m ² , predio Huaylas, altura del km 266 de la carretera Central (margen oeste).	Sechura, Piura, adyacente al terminal Bayovar.	Pariñas, Piura a la altura km 4.5, Carretera 1-A.
Área de influencia	Demanda actual y proyectada de Moquegua y Tacna, Bolivia (YPFB y otros). Perspectivas a Madre de Dios y Puno.	Demanda actual y proyectada de combustibles líquidos de la región Madre de Dios.	Demanda actual y proyectada de combustibles líquidos de la región Pasco y las operaciones mineras de la zona.	Demanda actual y proyectada de combustibles líquidos de la región Piura.	Demanda actual y proyectada de las regiones de Piura, Lambayeque y el nor oriente.
Capacidad de almacenamiento	Nominal de 1 050 MB y útil de 848.95 MB en 17 tanques de almacenamiento de combustibles.	Nominal de 186.90 MB y útil de 169.80 MB en ocho tanques de almacenamiento de combustibles.	Nominal de 17 MB y útil de 15.34 MB en cinco tanques de almacenamiento de combustibles.	En su primera etapa: nominal de 130 MB y útil de 113.44 MB en siete tanques de almacenamiento de combustibles.	11.24 MB en seis tanques de almacenamiento de GLP.
Recepción y almacenamiento	Diésel B5, gasolina 84, gasolina 90, gasolina 95 y alcohol carburante.	Diésel B5, gasolina 84 y alcohol carburante.	Diésel B5, gasohol 84 y gasohol 90.	Diésel B5, gasolina 90, MGO, IFO y alcohol carburante.	GLP
Despacho	Diésel B5, diésel 2, gasohol 84, gasohol 90 y gasohol 95.	Diésel B5 y gasohol 84.	Diésel B5, gasohol 84 y gasohol 90.	Diésel B5, MGO, IFO y Gasohol 90.	GLP
Permitirá	Evitar cierre temporal o definitivo del actual terminal y superar actuales limitaciones de crecimiento.		Evitar cierre definitivo de la planta y superar actuales limitaciones de crecimiento		Incrementar capacidad de almacenamiento de la planta de Graña y Montero Petrolera S.A. de 4.8 a 11.24 MB.
Etapas	En evaluación la solicitud de Informe Técnico Favorable (ITF) de Instalación de Petroperú S.A.	Estudio de Riesgos aprobado por Osinergmin (26/05/15). En trámite presentación por Perúpetro de la solicitud de ITF de instalación.	ITF de instalación aprobado (18/06/13).	En evaluación el Estudio de Riesgos del proyecto.	Etapas de pruebas ya concluida.

* Tipo de cambio utilizado: 3.24 (promedio bancario venta de agosto de 2015). MB: Miles de barriles.
Fuente: Petroperú, Graña y Montero Petrolera (GMP), Repsol YPF S.A. Elaboración: OEE - Osinergmin.

El incremento de la capacidad de almacenamiento permitirá reducir el efecto de eventos anómalos que tengan el potencial de desencadenar un problema de desabastecimiento de combustibles en el país. Por ello, la ejecución de los proyectos que se muestran a continuación en el cuadro 8-8 está en línea con el objetivo de la seguridad energética (ver acápite 8-4 para más detalles técnicos de dichos proyectos).

En el acápite A.8-5 se muestran proyectos asociados al GN que también aportarán al desarrollo del Sistema de Seguridad Energética. A continuación se abordan los riesgos y retos que afronta el sector de hidrocarburos líquidos para su desarrollo.

8.6. RETOS Y DESAFÍOS PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

El sector hidrocarburos líquidos del Perú no está exento de dificultades y de posibilidades de mejora. En esta sección se describen las fortalezas, oportunidades y riesgos que enfrenta. El sector energético, en general, ocupa un papel muy importante dentro de la actividad económica, brindando la fuente energética para el crecimiento de la economía, en especial en la industria, comercio y minería.

Asimismo, más de la tercera parte del crecimiento de la economía ha sido explicada por la inversión privada, de la cual, la energética ocupa un porcentaje importante (según el BCRP, la inversión en hidrocarburos y electricidad representa cerca de 30%). En los últimos años hubo una expansión de la frontera energética y disminución de la pobreza energética. En el



caso de los hidrocarburos, el uso de GLP en los hogares pasó de 43.4% en 2001 a 76.3% en 2014, según los resultados de la Encuesta Nacional de Hogares del Instituto Nacional de Estadísticas e Informática (INEI), y una sustitución de varios hidrocarburos líquidos con mayor generación de contaminación y mayor costo por GN, gracias al desarrollo del Proyecto Camisea.

Con respecto a las fortalezas del sector hidrocarburos líquidos, Perú ofrece un ambiente económico y jurídico estable para la inversión extranjera. Los inversionistas cuentan con libre disponibilidad de divisas y convenios de estabilidad tributaria. En el plano energético, algunas concesiones de inversión en infraestructura cuentan con cláusulas de equilibrio económico-financiero (los inversionistas se encuentran cubiertos ante un cambio normativo que afecte dicho equilibrio).

El Perú ha firmado 32 acuerdos internacionales de inversión que apuntalan su política de liberalización con países del Círculo del Pacífico, Europa y América Latina. Con la mira en consolidar un clima de inversión estable, transparente y predecible, ha mejorado sus estándares en la negociación de acuerdos internacionales de inversión. Del mismo modo, ha suscrito el acuerdo OPIC que facilita operaciones, dando cobertura a las inversiones de Estados Unidos llevadas a cabo en el Perú. También es miembro de la Multilateral Investment Guarantee Agency, Agencia Multilateral de Garantía de Inversiones (MIGA) y un signatario de la Convención Constitutiva de la ICSID (International Centre for Settlement of Investment Disputes, Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones), así como de la Convención sobre el Reconocimiento y la Ejecución de las Sentencias Arbitrales Extranjeras de Nueva

York (New York Convention of the Recognition and Enforcement of Foreign Arbitral Awards, también llamada New York Convention).

Las brechas de infraestructura que se esperan superar en el sector energético muestran que en los próximos años habrá grandes oportunidades por parte de los privados para participar en Asociaciones Público-Privadas, y se han identificado tres polos de desarrollo: la Zona Norte (Costa y Zona Continental de Talara – Región Piura), Selva Central (Cuenca de Ucayali) y la Cuenca de Camisea (Región Cusco).

Asimismo, hay un diseño institucional de regulación económica y de supervisión técnica que permite la independencia en la toma de decisiones, transparencia y coincide con los estándares internacionales. El programa de adhesión a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) hará que nuestro país adopte mejores prácticas en el plano regulatorio y de supervisión. En Osinergmin existe un plan estratégico encaminado a mejorar la transparencia y la comunicación de las decisiones regulatorias y de supervisión mediante la adopción del Análisis de Impacto Regulatorio y un esquema integral de rendición de cuentas.

Como oportunidades está la mejora del gobierno corporativo de las empresas estatales. Con esto se busca impulsar la eficiencia y transparencia en la gestión de las empresas del sector energía, con el objetivo de expandir la oferta de hidrocarburos a costos eficientes. Otra oportunidad es el avance de los procedimientos administrativos, reducción del tiempo y simplificación de trámites para la ejecución de proyectos, así como la mejora y expansión de la infraestructura en general (caminos, zonas de

exploración y explotación pero, sobre todo, la infraestructura de transporte del hidrocarburo de la Selva a la Costa.

Una forma de lograr esto es por medio de la continuación de la conformación de una ventanilla única que permita la tramitación rápida de los requerimientos de los diferentes agentes del sector hidrocarburos e implementar sistemas de gestión documentaria utilizando tecnologías de información (TIC). Actualmente ya existe una ventanilla única que simplifica el trámite para la certificación ambiental (Estudios de Impacto Ambiental, entre otros), implementada por el Senace. Otro ejemplo de desarrollo de trámites simplificados son los procedimientos de declaración jurada, que pueden seguir implementándose.

También sería positivo continuar la reducción del tiempo de duración para la aprobación de Estudios de Impacto Ambiental (EIA) y para la firma de contratos de exploración y explotación, así como con la simplificación de procesos de aprobación tales como los estudios de riesgo y otros, sin mermar las exigencias técnicas y de seguridad; y ordenar la normatividad legal aplicable en la actividad, a fin de evitar la duplicidad de instituciones en el mismo proceso.

En relación a la supervisión y fiscalización, los grandes proyectos como el de la refinería de Talara o el GSP implican una oportunidad de continuar mejorando en tanto su importancia para la seguridad energética. En particular, sería positivo promulgar un marco normativo asociado a las facilidades esenciales en el sector de hidrocarburos para generar mayor competencia en segmentos con características de monopolio natural, lo cual incluiría también referencias a los conceptos de libre acceso y trato no discriminatorio a solicitantes, siempre y

cuando sean técnica y económicamente viables y no afecten la prestación del servicio de transporte.

Por otro lado, será positiva la ampliación de la capacidad de las plantas de abastecimiento a fin de ir a la par con el avance de la demanda de combustibles, para evitar posibles fallas en su distribución a nivel país. Osinergmin contribuye al asegurar que las empresas cumplan con la normativa técnica y de seguridad durante sus operaciones. En relación con ello está la modernización de la infraestructura existente como el Oleoducto Nor Peruano. Actualmente se encuentran en proceso de modernización las refinerías de Talara y La Pampilla.

Existe la oportunidad de realizar mejoras normativas y regulatorias desde el punto de vista ambiental y de seguridad para la puesta en valor comercial del gas de esquisto y que pueda ser explorado o exportado. Asimismo, un desarrollo normativo con respecto a las tecnologías utilizadas en la exploración y explotación *off shore*, un ajuste normativo que favorezca el desarrollo de la exploración y explotación petrolera como por ejemplo, establecer en los contratos de explotación fondos en base de la producción a fin de financiar el cierre de instalaciones, sellado de pozos, remediación de suelos, además que viabilicen las inversiones en los límites de tiempo establecidos por los contratos para que no disminuya la producción.

Con respecto al mercado de GLP sería positivo:

- 1) Combatir el uso de balones de GLP en autos.
- 2) Establecer un control de la comercialización del GLP, cuyo mercado está poco ordenado, a fin de favorecer una atención más justa y segura a los usuarios.

En relación a la supervisión y fiscalización, los grandes proyectos como el de la refinería de Talara o el GSP implican una oportunidad para continuar mejorando por su importancia en la seguridad energética.

- 3) Establecer estrategias para sacar fuera de mercado a los cilindros en libras, por su antigüedad.
- 4) Establecer una forma de dar trazabilidad de los balones de GLP para determinar si se ha cumplido con la inspección periódica y/o reparación.
- 5) Combatir el uso de cilindros que incumplen normas técnicas y que son usados informalmente.
- 6) Establecer mecanismos para evitar el ingreso de cilindros que no cumplen la norma técnica.

Por otro lado, los riesgos que afectan al sector hidrocarburos son diversos. En primer lugar, la situación financiera internacional y geopolítica. El precio del petróleo ha caído 55% desde julio de 2014. Una baja tan brusca no se veía desde 2008: 70% en



Topping plant, Lote 1AB.
Foto GFHL-Osinergmin.



un semestre. En ese nivel de precios, las inversiones en exploración petrolera pueden verse afectadas y, sin embargo, favorecer un mayor uso de derivados del gas y el petróleo en otros sectores.

Otro riesgo es que el descubrimiento de nuevas reservas de gas pueda tener un efecto adverso sobre el desarrollo del mercado interno del Perú. Tal fue el caso de la producción de crudo no

convencional en Estados Unidos (*shale-oil* y *shale-gas*), que afectó el desarrollo de la industria petroquímica en nuestro país. Adicionalmente, la desaceleración de la economía china implica una menor demanda de bienes importados, especialmente de materias primas que el Perú exporta. Por otro lado, la menor demanda de petróleo de China es uno de los factores que ha afectado el mercado de este hidrocarburo y ha reducido su precio internacional.

Otro efecto de la economía china sobre el Perú es el cambiario, originado por la reciente devaluación de su moneda, lo cual encarece las importaciones a ese país. Similar riesgo, pero más ligado al sector financiero, es la futura y ya anunciada alza de la tasa de interés de referencia del Sistema de la Reserva Federal de Estados Unidos (FED). Un aumento de la tasa de interés atraerá capitales a ese país haciendo más difícil la atracción de la inversión al Perú.

Adicionalmente, la tensión política con los conflictos del Estado Islámico en Medio Oriente, podrían causar un problema mayor y un desabastecimiento del petróleo. Los precios bajos del crudo están afectando a la industria del gas y petróleo de esquisto en Estados Unidos, lo que junto a una para en el flujo de exportaciones del Medio Oriente, podría desencadenar un desabastecimiento del mercado y aumentar los precios del crudo.

La creciente importancia que están ocupando los aspectos ambientales en las inversiones de hidrocarburos se debe tener en cuenta. Puede generarse un ambiente adverso en algunas regiones y los potenciales conflictos sociales podrían ser una amenaza para el desarrollo y ejecución de los proyectos antes y después de su inicio. A julio de 2015 existían 24 problemas sociales en hidrocarburos, seis de los cuales ya tenían conformada una Comisión para el Diálogo y se les llamó conflictos en tratamiento. En el **cuadro A.8-13 del anexo digital** se presenta un resumen de los conflictos sociales en hidrocarburos en tratamiento vigentes. La **ilustración A.8-5 del anexo digital** muestra la ubicación de estos conflictos en el mapa del Perú. El **cuadro 8-9** muestra un resumen de las fortalezas, oportunidades y riesgos mencionados en esta sección.

8.7. ¿QUÉ HACE OSINERGMIN Y QUÉ HA HECHO EL ESTADO PERUANO?

Si bien existen varios riesgos en el sector peruano de hidrocarburos líquidos, el Estado ha tomado medidas para atraer y facilitar la inversión privada y las APPs, así como para afianzar la seguridad energética. También ha definido la política energética nacional y su visión a largo plazo. En este contexto otorgó la debida importancia a la seguridad energética y, en consecuencia, ha normado mediante la Ley N° 29970 y la Ley N° 29852 (mencionadas en el presente libro) el marco en el cual se desarrollará el SISE y cómo se financiarán los proyectos que lo conformen (Ley N° 29970 establece un régimen especial). Por otro lado, ha implementado un esquema que pone en valor los derechos de las comunidades indígenas u originarias mediante la Consulta Previa, que a su vez permite garantizar inversiones sostenibles en hidrocarburos con responsabilidad social.

La Ley N° 29785, del derecho a la consulta previa a los pueblos indígenas u originarios, reconocida en el convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), dispone que los pueblos indígenas u originarios tienen derecho a que se les consulte previamente sobre las medidas legislativas o administrativas, planes, programas y proyectos de desarrollo nacional y regional que afecten directamente sus derechos colectivos, sobre su existencia física, identidad cultural, calidad de vida o desarrollo. El Artículo 3 de la referida Ley indica que el objetivo es “alcanzar un acuerdo o consentimiento entre el Estado y los pueblos indígenas u originarios [...] a través de un diálogo intercultural que



Bahía de Bayovar.

Foto MEM.

garantice su inclusión en los procesos de toma de decisión del Estado y la adopción de medidas respetuosas de sus derechos colectivos”.

El Ministerio de Cultura determinó el listado de pueblos indígenas u originarios, así como comunidades campesinas que cumplieran los criterios objetivos y subjetivos para ser calificados como tales. Las entidades estatales que promueven la ejecución de un proyecto en una zona habitada por estos pueblos deben aplicar el procedimiento de consulta previa según si el proyecto tienen el potencial de afectar los derechos antes mencionados. Como parte de ello, la entidad estatal tiene que publicitar el proyecto, informar del mismo a los pueblos potencialmente afectados (en qué consiste, sus beneficios y las medidas de mitigación de daños ambientales que las empresas concesionarias estarán obligadas a ejecutar). Luego, las instituciones u organizaciones representativas de los pueblos evalúan el

proyecto y cómo los afecta. Se prosigue con un diálogo entre el Estado y los pueblos para finalmente tomar una decisión. Esta le toca a la entidad estatal competente a partir del diálogo llevado a cabo con los pueblos y el análisis de las consecuencias del proyecto a sus derechos colectivos.

En el aspecto ambiental también se han tomado medidas que permitan una mejor vigilancia de los aspectos ambientales. Por ejemplo, se ha aprobado el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (D.S. N° 039-2014-EM) y los Términos de Referencia para Estudios de Impacto Ambiental de Proyectos de Inversión con características comunes o similares en el Subsector Hidrocarburos (R.M. N° 546-2012-MEM/DM).

Asimismo, se creó el OEFA mediante el D.L. 1011 e inició sus actividades en 2010. El OEFA tiene el rol de vigilar y monitorear la calidad del ambiente e identificar los pasivos

Cuadro 8-9
Fortalezas, oportunidades y riesgos en el sector hidrocarburos líquidos

Fortalezas	Riesgos	Oportunidades
1) Ambiente económico y jurídico estable para la inversión extranjera.	1) Caída del precio internacional del petróleo reduce rentabilidad de proyectos de inversión en exploración y explotación de hidrocarburos.	1) Mejora del gobierno corporativo de empresas estatales.
2) Libre disponibilidad de divisas.		2) Mejora de los procedimientos administrativos, reducción del tiempo y simplificación de trámites para proyectos de inversión (ventanilla única, uso de TIC, PD), reducir duplicidad de instituciones en procesos).
3) Convenios de estabilidad tributaria.	2) Descubrimiento de nuevas reservas de petróleo y gas de esquisto.	3) Mejora y expansión de infraestructura en general y de transporte de hidrocarburos en particular.
4) Cláusulas de equilibrio económico – financiero	3) Desaceleración de China, efecto cambiario.	4) Renovación de la infraestructura existente (Oleoducto Nor Peruano), ampliación de capacidad de almacenamiento en plantas.
5) Perú firmó 32 acuerdos internacionales de inversión.	4) Alza de la tasa de referencia del FED.	5) Desarrollo de marco normativo de facilidades esenciales.
6) Perú es miembro de MIGA, ICSDI y la New York Convention.	5) Conflicto en Medio Oriente (Estado Islámico) podría provocar desabastecimiento del mercado.	6) Normativa ambiental y seguridad para puesta en valor del gas de esquisto (<i>shale gas</i>).
7) Diseño institucional de regulación económica y supervisión independiente del poder político, transparente y coincidente con los estándares internacionales.	6) Conflictos socioambientales asociados a proyectos de hidrocarburos en el país	7) Normativa de tecnologías de exploración y explotación <i>off share</i> y que favorezca la exploración y explotación petrolera en general.
8) Proceso de adhesión a la OCDE – Mejorar prácticas de regulación y supervisión.		8) Mejorar regulación, supervisión y ordenamiento del mercado de GLP.
9) Adopción del Análisis de Impacto Regulatorio y un esquema integral de rendición de cuentas.		

Elaboración: OEE – Osinergmin.



ambientales del subsector hidrocarburos, supervisa las obligaciones ambientales, fiscaliza, sanciona y aplica incentivos para el cumplimiento de la normativa ambiental. Con respecto al incentivo a la inversión, en este capítulo se han mencionado las medidas tomadas en los últimos años que agilizan y simplifican la inversión en proyectos de infraestructura y la inversión en general (ver **cuadro 8-2** y el **acápito 8-1**), si bien existen aún reformas necesarias a ejecutar.

Con respecto a la mejora del gobierno corporativo, la Ley N° 30130, que declara de necesidad pública e interés nacional la prioritaria ejecución de la modernización de la refinería de Talara para asegurar la preservación de la calidad del aire y la salud pública y adopta medidas para fortalecer el gobierno corporativo de Petróleos del Perú S.A (Petroperú), como su nombre indica, dispuso medidas para mejorar el gobierno corporativo de Petroperú. Para implementarlas, Petroperú recibió el informe Wood Mackenzie sobre la situación actual de la empresa y sus recomendaciones.

En los últimos años, el combate al contrabando de combustibles y la informalidad ha sido abordado no solo a partir de la supervisión sino también mediante la fijación de cuotas de hidrocarburos para combatir el desvío de combustibles en zonas como el VRAEM (insumos químicos para la elaboración de drogas) o Madre de Dios (lucha contra el desvío de combustibles para la minería informal o ilegal).

La contribución de Osinergmin ha consistido en el desarrollo de un marco normativo y regulatorio estable y transparente en el ámbito de sus competencias. De esta

manera, se garantiza la rentabilidad de las empresas y una adecuada supervisión del cumplimiento de sus obligaciones legales, así como la entrega de un servicio permanente, seguro y de calidad.

La promoción de las inversiones en infraestructura energética debe realizarse asegurando su calidad y sostenibilidad a largo plazo. Osinergmin tiene un papel muy importante en garantizar la seguridad de la infraestructura energética, un rol fundamental mediante una regulación preventiva, generando incentivos para minimizar riesgos de accidentes que generan daños importantes en la sociedad (sobre la vida humana, materiales a terceros o económicos al producir desabastecimiento energético). Las empresas en estos sectores deben operar respetando las normas establecidas sobre la materia. Osinergmin es un garante de las inversiones en el sector de hidrocarburos líquidos pues brinda una regulación técnica, autónoma e independiente, lo cual ha sido reconocido tanto nacional como internacionalmente¹⁶.

El Estado viene promoviendo políticas para combatir el contrabando de combustibles y la informalidad usando herramientas como la supervisión y fijación de cuotas de hidrocarburos en zonas donde existe evidencia de producción de drogas y minería ilegal.



Refinería de Conchan.
Foto Petroperú.



BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS Y PERSPECTIVAS

Los hidrocarburos son recursos naturales no renovables y que se pueden agotar. Esto, junto al hecho que la producción peruana es marginal respecto al tamaño del mercado internacional, hacen que lo ocurrido con la balanza comercial de GLP (pasó de una situación deficitaria a una superavitaria) sea reflejo del trabajo de las fuerzas de la economía. Así, se producirá GLP solo si su costo es menor al precio del mercado mundial, para cubrir los requerimientos de la demanda local y, en caso sea posible, de la exportación; de lo contrario se reduciría la producción y, por lo tanto, se incrementaría la importación. Estas mismas fuerzas operan para la balanza de hidrocarburos en conjunto. La reducción del número de descubrimientos y de proyectos de exploración, así como la caída continua de la producción interna de petróleo, podrían reflejar el aumento del costo de explotación debido a las incertidumbres del mercado mundial, el agotamiento de yacimientos ricos y algunos costos de entrada. El desarrollo del GLP no ha podido sustituir toda la demanda de combustibles líquidos para el transporte y el desarrollo del GNL por Camisea, tampoco ha podido superar en valor exportado las mayores importaciones de derivados del petróleo.

En este contexto, el desarrollo de proyectos de hidrocarburos será importante a futuro, pero para ello deben realizarse cambios que simplifiquen el acceso al sector y profundizar en la evolución de las reservas estratégicas que permitan proteger a la economía de los incrementos significativos y especulativos de los precios internacionales de los hidrocarburos.

*Eco. Ricardo de la Cruz Sandoval,
Especialista de Hidrocarburos de Estudios Económicos,
Editor del Libro.*





+US\$37 700 millones

Fue el impacto del sector hidrocarburos por su contribución a los ingresos fiscales, reducción del déficit en la Balanza Comercial de GLP y ahorros por la sustitución de las gasolinas por GLP.

El desarrollo de los hidrocarburos líquidos en el Perú ha sido dinámico, mostrando auges y declives, pero manteniendo un rol relevante en el desarrollo de la economía peruana y se espera que su impacto dinamizador de la actividad económica siga vigente a largo plazo.

3.6%

del Producto Bruto Interno

2.9%

de la inversión privada

0.2%

del Producto Bruto Interno

0.4%

de mejora en la Balanza Comercial



+US\$ 840 millones

Ha sido la contribución de Osinergmin en su rol de supervisor en la cantidad y calidad de combustibles, supervisor de campos petroleros y como administrador del vale FISE.

Cobertura del FISE (a Julio de 2015)



1.2 millones

de beneficiarios del vale FISE, con intervención en más de 1 700 distritos a nivel nacional.

Costo social (presupuesto y el costo de los fondos públicos):

US\$ 42 millones

Beneficios por la supervisión de metrología:

US\$ 593 millones

Beneficios por la supervisión de calidad:

US\$ 128 millones

Beneficios de la supervisión y fiscalización de la exploración y explotación:

US\$ 125 millones

Mitigación del CO₂ en

200 mil toneladas

El valor total de la mitigación asciende a

+ US\$ 1.6 millones





Tanques, Lote 67 (Selva).
Foto GFHL-Osinermin.



Tratamiento de
petróleo, Lote 67 (Selva).
Foto GFHL-Osinermin.



Equipo de perforación, Lote 67 (Selva).
Foto GFHL-Osinermin.

El presente libro ha tenido como objetivo poner en perspectiva el desarrollo del subsector hidrocarburos líquidos y sus efectos multiplicadores a lo largo de toda la historia de la economía peruana. Para ello se ha efectuado un balance de los principales aspectos relacionados a la industria del petróleo y líquidos de gas natural durante los últimos 20 años. La influencia de este subsector para el desarrollo de la economía peruana ha sido relevante y se espera que su impacto dinamizador de la actividad económica siga vigente a largo plazo.

ANTECEDENTES NACIONALES E INTERNACIONALES

La oferta de hidrocarburos líquidos ha sufrido cambios importantes en los últimos años debido a cuatro factores: a) el desarrollo de reservas no convencionales y el surgimiento del gas natural (GN) como una de las fuentes de energía más importantes en la matriz energética mundial; b) el aumento sostenido de la demanda global de energía; c) las preocupaciones ambientales por el cambio climático; y d) los mayores descubrimientos de reservas de GN en diferentes jurisdicciones. Si bien, a la fecha, Perú cuenta con una dotación modesta de reservas de petróleo, con un mayor esfuerzo exploratorio podría reducir su condición de importador neto. El desarrollo y explotación de fuentes no convencionales, así como de redes de transporte de hidrocarburos por ductos, dinamizarán el mercado interno, colocando al país en una posición expectante con respecto a la industria.

DESARROLLO HISTÓRICO DEL SUBSECTOR DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN EL PERÚ

El descubrimiento de nuevas reservas de petróleo y GN, así como su posterior explotación en los últimos 20 años, permitieron transformar la matriz energética del país y el modo de vida de su población. Sin embargo, es necesario brindar un nuevo impulso a la actividad exploratoria. Este libro plantea una reseña clara y detallada sobre los diferentes cambios que ha sufrido el sector a partir de las variaciones en los regímenes económicos que han imperado en el Perú. La conclusión a la que se puede llegar es que la inversión privada es un factor importante para el desarrollo de la industria y a futuro será necesario, en un nuevo contexto de bajos precios del petróleo, realizar algunas mejoras que agilicen los aspectos administrativos, de trámite y aprobación de licencias que reduzcan el costo de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Conclusiones



MARCO REGULATORIO Y SISTEMAS DE SUPERVISIÓN DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y CALIDAD APLICABLES A LA INDUSTRIA

El desarrollo de la industria de los hidrocarburos líquidos en los últimos 20 años ha estado acompañado de un marco regulatorio y legal estable, transparente y predecible para los inversionistas y consumidores. Este ha permitido generar confianza para las inversiones, así como brindar incentivos a los concesionarios para que cumplan las normas de seguridad industrial y los estándares de calidad. Osinergmin, como entidad supervisora y reguladora de la industria de hidrocarburos líquidos, ha contribuido al desarrollo del subsector mediante la gestión del marco normativo de la industria y de la fiscalización del cumplimiento de las normas técnicas, de seguridad industrial y de calidad. En años recientes, el enfoque del marco regulatorio ha cambiado. Las políticas de Estado en los últimos cinco años se centraron en modificar las regulaciones para promover la expansión del uso de combustibles menos contaminantes en diferentes sectores de la actividad económica y en diversas regiones del país. Así, se ha pasado a un entorno donde la política energética del Estado busca promover el acceso universal de energía limpia a poblaciones vulnerables. Este objetivo se viene logrando con mecanismos de promoción y esquemas de subsidio, como el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). Asimismo, la política energética nacional vigente busca establecer esquemas que afiancen la seguridad energética nacional a base de sistemas de transporte y almacenamiento de hidrocarburos líquidos, entre otros.

INFLUENCIA E IMPACTO ECONÓMICO Y AMBIENTAL EN EL PAÍS

En este libro se presenta una estimación de la relevancia e impactos generados por el subsector de hidrocarburos líquidos en la actividad económica del país. Se realizó, en primer lugar, un ejercicio de simulación que estima los efectos que trae consigo la expansión de las actividades de refinación y explotación del subsector bajo un marco de equilibrio general de la economía peruana. Los resultados obtenidos muestran que un crecimiento de 10% en las actividades de refinación y explotación de hidrocarburos líquidos permitiría (i) aumentar el Producto Bruto Interno (PBI), ii) mejorar la Balanza Comercial y el resultado fiscal primario del Estado, y iii) mejorar los niveles de bienestar de los consumidores peruanos. En términos

concretos, en un escenario conservador, las simulaciones muestran que el PBI se incrementaría 0.08%, la Balanza Comercial mejoraría 0.15%, y el resultado fiscal primario 0.03%; mientras que en el escenario optimista los impactos serían más de 2.5 veces mayores. No obstante, la tasa de desempleo se elevaría en todos los escenarios analizados.

Por otro lado, se ha estimado el impacto que tienen los hidrocarburos líquidos en el sector público, cuyos beneficios se relacionan a los ingresos fiscales recaudados por concepto de impuesto a la renta (IR) y regalías petroleras, recursos que se distribuyen a las regiones del país. Finalmente, se evaluó el impacto de la industria de hidrocarburos líquidos en el sector externo, que considera el efecto positivo de la producción de líquidos de GN en la Balanza Comercial de GLP del país, así como los ahorros a los usuarios de GLP vehicular por la sustitución de gasolinas.

Con respecto al sector público, los ingresos generados para el Estado por la explotación de hidrocarburos líquidos que provienen de las regalías petroleras y del IR, habrían totalizado aproximadamente US\$ 29 000 millones (expresados en valores monetarios de 2014) en el periodo 2005-2014. El desarrollo de los LGN del Proyecto Camisea habría mejorado la situación de la Balanza Comercial de GLP, cuyo déficit se habría convertido en superávit debido a la sustitución de importaciones de GLP. Se estima que la reducción del déficit en la Balanza Comercial de GLP superaría US\$ 11 000 millones en valores monetarios de 2014 para el periodo 2004-2014. Los ahorros generados por la sustitución de gasolinas por GLP vehicular superan los US\$ 1 000 millones para el periodo 2006-2014.

Por otro lado, las actividades de Osinergmin también habrían tenido impactos importantes en el bienestar de los peruanos por medio de cuatro políticas públicas aplicadas al sector hidrocarburos. En primer lugar, el proceso de control metrológico, asociado a la verificación del expendio de la cantidad comprada de combustibles por parte de los consumidores, habría generado un efecto positivo en el bienestar de los consumidores valorizado en cerca de US\$ 600 millones (expresados en valores monetarios de 2014) durante el periodo 2004-2014. En segundo lugar, el proceso de supervisión de calidad de las gasolinas en las estaciones de servicio habría hecho lo mismo en el bienestar de los consumidores valorizado en US\$ 128.1 millones para el periodo 2005-2014. En tercer lugar, se habría generado un buen impacto por la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (dióxido de carbono) gracias a la sustitución de fuentes energéticas contaminantes (leña y carbón) por

GLP mediante el subsidio implementado con el vale FISE. Este beneficio ambiental implícito del Proyecto FISE (asumiendo que hubiera sido posible certificar esta cantidad de toneladas para la emisión de bonos de carbono bajo el amparo de mecanismos de desarrollo limpio, como los promovidos por el Protocolo de Kyoto) estaría valorizado en cerca de US\$ 1.6 millones (expresados en valores monetarios de 2014) durante el periodo que va de enero de 2013 a julio de 2015. En cuarto lugar, la intervención de Osinergmin en la supervisión de los pozos petroleros en la Selva peruana permitió reducir el vertimiento de aguas de producción contaminantes a los ríos y bosques de la Amazonía durante 2009. Esta política habría permitido mitigar la contaminación ambiental en la Selva. El valor estimado de esta mitigación ascendería a US\$ 125 millones (expresados en valores monetarios de 2014).

En conclusión, todos los resultados del análisis de impacto mostrado en este libro no se habrían obtenido sin un adecuado accionar de las diferentes instituciones públicas competentes, como es el caso de Osinergmin. La aplicación de reglas regulatorias estables a lo largo del tiempo y de la ejecución de una supervisión altamente especializada para garantizar el cumplimiento de las normas de seguridad y calidad, contribuyó de manera significativa.

PRINCIPALES RETOS A FUTURO PARA LA INDUSTRIA

Teniendo en cuenta los inmensos beneficios que ha traído el subsector hidrocarburos líquidos para el Perú, el Estado ha trazado un derrotero mediante la promulgación de un nuevo marco normativo. Este permitirá garantizar la continuidad del desarrollo de la industria

en el país y explotar al máximo las potencialidades del subsector, satisfaciendo los requerimientos crecientes de la demanda nacional de energía, expandiendo sus beneficios en otras ciudades del país y afianzando la seguridad energética.

El Estado, a la fecha, está promoviendo proyectos para expandir el consumo del GLP, así como un sistema nacional de poliductos y gasoductos que se conectarán entre sí. Por otro lado, se está desarrollando el proyecto de modernización de la refinería de Talara, que contribuirá a mitigar las emisiones de productos contaminantes (como el azufre), permitirá procesar hidrocarburos pesados y complejos (como los producidos en la Selva peruana) y expandir la capacidad de refinación de combustibles del país para afianzar la seguridad energética. Se espera que para el Bicentenario de la Independencia de la República (2021), el Gasoducto Sur Peruano se haya constituido en un eje de desarrollo en la zona sur del país, y contribuya así a un mayor abastecimiento de hidrocarburos líquidos.

Finalmente, si bien se tomaron medidas de política para atraer la inversión privada y favorecer un adecuado funcionamiento de la industria, se necesita continuar las mejoras en el marco legal y regulatorio, especialmente en lo relacionado a los trámites, licencias y permisos. Además, desarrollar normas para estimular inversiones en explotación de recursos no convencionales y *off shore*, para ordenar el mercado del GLP y poder gestionar de mejor manera los asuntos vinculados a las relaciones con las comunidades afectadas por los proyectos de hidrocarburos. Será necesario, también, seguir con la mejora y ampliación de la infraestructura de transporte, almacenamiento y refinación.

*Arturo L. Vásquez Cordano,
Editor General en Jefe
Osinergmin.*



Bahía de Bayovar. Foto MEM.



Bahía de Bayovar. Foto MEM.



Bayovar - Piura. Foto MEM.

INTRODUCCIÓN

1. Estos documentos de trabajo se encuentran disponibles en la sección web de la Oficina de Estudios Económicos de Osinergmin. Ver Vásquez et al (2004), Vásquez (2005a), Vásquez y Gallardo (2006), Gallardo, Vásquez y Bendezú (2005), Vásquez (2005c), Vásquez (2006b), Vásquez (2006c) y Pérez-Reyes y Vásquez (2006).

CAPÍTULO 1

1. En el caso del gas natural (GN) húmedo, después de la extracción de los yacimientos pasa a la planta de separación, en donde es dividido en GN seco y líquidos de GN (LGN).
2. Link http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/cop20/uploads/Resumen_La_industria_del_gas_natural_en_el_Peru.pdf
3. Las reservas de hidrocarburos se clasifican en tres grandes tipos de acuerdo al Glosario, Siglas y Abreviaturas del Sub Sector Hidrocarburos, aprobado por D.S. N° 032-2002-EM: "Reservas posibles: son las reservas de hidrocarburos con menor grado de certeza de ser recuperadas que las probadas y las probables. Reservas probables: son las reservas de hidrocarburos estimadas con un bajo grado de probabilidad, insuficiente para definir si pueden ser recuperadas. Reservas probadas: cantidades de hidrocarburos estimadas a una fecha determinada, cuya existencia está demostrada con una certeza razonable por información geológica y de ingeniería, y que pueden ser recuperadas bajo las condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales vigentes".
4. Es decir, que con el tiempo las empresas pueden conocer la probabilidad de hallazgo de un yacimiento dadas las características de la zona donde se está explorando.

5. La porosidad se refiere a la existencia de poros en la roca que absorben un fluido. La permeabilidad, a cuan fácil atraviesa ese fluido la roca. Mientras más porosa es una roca, más conexión hay entre los poros y, por lo tanto, más permeable.
6. Cuando la presión en el yacimiento disminuye, la empresa debe utilizar métodos más eficientes de extracción de los hidrocarburos restantes, lo cual implica uso de agua, gas disuelto, entre otros (recuperación secundaria), o productos químicos (recuperación terciaria). No obstante, el uso de estos métodos es más costoso que la extracción en la etapa creciente o estable del proyecto.
7. Cabe señalar que en exploración existen numerosas empresas que alquilan el equipamiento necesario para la actividad.
8. El precio a largo plazo puede corresponder al precio esperado o al precio negociado en los contratos a largo plazo.
9. El costo total de producir un grupo de productos cualquiera de una industria en empresas o instalaciones separadas es mayor al de producirlos en una sola empresa o instalación.
10. Tiene una alta capacidad para obtener beneficios extraordinarios sin inducir la entrada de nuevas empresas, en este caso, en el transporte de hidrocarburos por ductos.
11. La escala mínima eficiente corresponde en economía al nivel de producción de una instalación o empresa. Dicho nivel de producción se fabrica al costo medio mínimo.
12. Notas de clase 8 del curso **Energy decisions markets and policies**. Disponibles en <http://ocw.mit.edu/courses/sloan-school-of-management/15-031j-energy-decisions-markets-and-policies-spring-2012/lecture-notes/>



CAPÍTULO 2

1. Fuente: www.cores.es/es/cores/quienes-somos.
2. Artículo 2° y 77 de la Ley N° 26221 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH).
3. En setiembre de 1960, cinco de los principales países productores de petróleo constituyeron la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) (Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela), con el propósito de coordinar las políticas de producción de petróleo (Bhattachayra 2011).
4. Vásquez (2005) señala tres razones asociadas a esta característica: procesos de producción más eficientes, una curva de aprendizaje y mejoras continuas, y la presencia de importantes costos hundidos que permiten el aprovechamiento de economías de escala.
5. La demanda residual es la diferencia horizontal entre la curva de demanda del mercado y la curva de oferta de la franja de empresas competitivas, es decir $DR = D(p) - S(p)$.
6. El costo de producción por barril más bajo de la OPEP está en www.forbes.com/sites/jamesconca/2015/07/22/u-s-winning-oil-war-against-saudi-arabia/
7. El modelo de Hotelling trata de explicar los fundamentos económicos de la explotación de recursos naturales no renovables, como la minería y el petróleo. El artículo presenta los principios de la economía minera y la senda óptima de explotación bajo los supuestos de monopolio, duopolio y libre competencia. Hotelling tiene un trabajo seminal de la economía de los recursos naturales agotables o no renovables, en tanto todos los trabajos posteriores lo utilizan como referente.
8. Devarajan et al. (1981).
9. Es el grado en el cual la demanda de un bien reacciona ante el cambio del precio.

todavía no había sido proclamada formalmente la independencia (Domingo García Belaúnde 1997: 235).

2. El estatuto fue emitido por José de San Martín el 8 de octubre de 1821, luego de proclamada la independencia en julio del mismo año. El texto completo del Estatuto puede ser consultado en www4.congreso.gob.pe/historico/quipu/constitu/1821b.htm.
3. En efecto, el Artículo 12° de la Ley dispuso un plazo perentorio para el empadronamiento general para todos los que tuvieran o crean tener derecho a una o más pertenencias de mina. Los efectos del incumplimiento de la obligación conllevaban que la pertenencia minera volviera “de hecho al dominio del Estado”, pudiendo ser denunciadas por terceros, sin que el último poseedor pueda oponerse (Baldeón Ríos 2009: 10).
4. Artículos 18° y 19° del Código.
5. Rocha Fernandini, José, **La legislación peruana durante el siglo XX**. En *Visión del Perú en el siglo XX*, Ediciones Librería Studium, Lima, 1962, pág. 22 (Baldeón Ríos 2009: 22).
6. El asfalto, la roca asfáltica y los esquistos bituminosos continuaron rigiéndose conforme al Artículo 1° de la norma, según las reglas del Código de Minería.
7. En efecto, el Artículo 34° dispuso que el concesionario estaba obligado a suministrar de preferencia y a prorrata, según producción, el petróleo crudo y derivados necesarios para el consumo del país, no pudiendo exportar sino el exceso.
8. Decreto Supremo de 9 de marzo de 1934.
9. Ley N° 8527 del 15 de abril de 1937. Los considerandos de la ley expresan de modo meridiano su propósito, al señalar que el trabajo de los yacimientos de petróleo en montaña resultaba de muy difícil realización por las obligaciones normativas en vigencia. Estas fueron expedidas teniendo en cuenta las condiciones de los yacimientos de la Costa; resultaba necesario dictar disposiciones que pusieran a los yacimientos en montaña en condiciones de ser explotados económicamente.
10. Mediante Ley N° 9037 del 23 de noviembre de 1939, se autorizó al Ejecutivo a formar una entidad, organizada en forma comercial

y bajo el control técnico del Departamento de Petróleo, que se encargase de los trabajos de exploración y explotación de petróleo de las reservas petrolíferas del norte del Perú y de la cuenca del Pirín en el Sur, así como de la refinación del petróleo, actividad que se desarrollaría en la refinería de Villar en Zorritos, Tumbes. Sobre la base de dicha entidad se formarían los Establecimientos Petroleros Fiscales como entidades semi-autónomas en 1946 y, posteriormente, la Empresa Petrolera Fiscal en 1948, como parte del Ministerio de Fomento y Obras Públicas. En el último mensaje al Congreso del presidente José Luis Pablo Bustamante y Rivero, en 1948, se resaltaba la creación de la Empresa Petrolera Fiscal como un “instrumento efectivo para acelerar enérgicamente el ritmo de la hasta ahora lánguida explotación petrolera fiscal (...)”. (Bustamante y Rivero 1948: 115).

11. Término que incluía al asfalto, el GN y “todos los otros productos, sean líquidos, sólidos o gaseosos, que se encuentren asociados con el petróleo o que sean de composición química similar al mismo”. Art. 1° de la Ley N° 11780.
12. Las Áreas de Reserva Nacional podían ser exploradas o explotadas por el Estado directamente o en asociación con capitales nacionales, por personas naturales o jurídicas nacionales, o por quienes las obtuvieran bajo el procedimiento de licitación.
13. Dicho pago también resultaba aplicable en el caso de las prórrogas de la concesión de explotación, equivaliendo al doble del monto (Art. 122 de la Ley N° 11780).
14. El Decreto Ley N° 17065 del 4 de octubre de 1968, día siguiente al golpe de Estado, declaró nulos el Acta de Talara y el contrato celebrado por el Estado y la International Petroleum Company Limited. El Decreto Ley N° 17066 dispuso la expropiación, la toma de posesión por las Fuerzas Armadas y la administración por parte de la Empresa Petrolera Fiscal.
15. La refinería, ubicada al sur de Lima, fue instalada en 1961 por la Petrolera Conchán del Grupo Prado. Posteriormente, ingresaría como socia la empresa Chevron, adoptándose el nombre de Conchán – Chevron.
16. Ley Orgánica para la Empresa Petróleos del Perú, aprobada por Decreto Ley N° 20036, el 29 de mayo de 1973.

17. Sobre este modelo de contrato, el Presidente Ejecutivo de la petrolera estatal en 1973, general EP Marco Fernandez Baca, señalaba las siguientes ventajas: “Primera: El Estado no invierte ni arriesga en las operaciones un solo centavo (...). Segunda: Todo el petróleo extraído y las reservas encontradas son de propiedad de Petroperú que actúa en representación del Estado. Nuestra Empresa compensa al contratista con una parte del petróleo producido, por sus inversiones y gastos operativos. Tercera: El Estado, dueño de los recursos naturales del subsuelo, percibe sus utilidades desde el primer día en que brota el petróleo (...). Cuarta: La fórmula para el reparto del petróleo entre las partes contratantes es extremadamente clara y simple. Elimina la necesidad de mantener engorrosos controles sobre costos, utilidades, depreciaciones, etc., que en esta industria son muy difíciles de fiscalizar”. Conferencia del 29 de marzo de 1973 en el Instituto de Derecho de Minería y Petróleo (Mondino 1977: 72).

18. Del 6 de diciembre de 1979.
19. Del 6 de diciembre de 1979
20. Tales como el Decreto Ley N° 22862, durante el gobierno de Francisco Morales Bermúdez; la Ley N° 23231, durante el gobierno de Fernando Belaúnde; y la Ley N° 24782, durante el primer gobierno de Alan García.
21. Decreto Ley N° 22862 del 15 de enero de 1980.
22. Ley N° 23231 del 26 de diciembre de 1980.
23. Ley N° 26221.
24. Ley N° 26223.
25. Ley N° 26224.
26. Noriega Calmet (1962).
27. Petroperú (2014).
28. Petroperú (2014).
29. Barclay (2011).

CAPÍTULO 3

1. El Reglamento fue emitido por José de San Martín en plena campaña emancipadora. Según Domingo García Belaúnde, se trató prácticamente de un documento de uso interno, ya que



30. Perupetro (2015).
31. Este número corresponde a la suma de gasocentros exclusivos de GLP, estaciones de servicios con gasocentro de GLP y estaciones de servicios con venta de GNV y GLP.

CAPÍTULO 4

1. Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2002-EM y modificatorias.
2. Artículo 3° de la LOH.
3. Artículo 5° de la LOH, modificado por Ley N° 26734.
4. Artículo 6° de la LOH.
5. Artículo 66° de la Constitución Política de 1993.
6. Artículo 2° de la LOH.
7. Art. 77 de la LOH.
8. Art. 72° de la LOH.
9. Art. 80°, literal c) de la LOH.
10. Artículo 10° de la LOH.
11. Artículos 72° y 79° de la LOH. Cabe indicar que la distribución de GN por red de ductos es considerada como servicio público por la LOH.
12. Tales como las actividades de hidrocarburos desarrolladas en refinerías, plantas de procesamiento, de abastecimiento, de lubricantes, de producción de GLP, envasadoras de GLP, terminales, importadores, distribuidores mayoristas, consumidores directos con instalaciones fijas o móviles, consumidores directos estratégicos y consumidores directos menores, comercializadores de combustibles para aviación o para embarcaciones, establecimientos de venta al público de combustibles, gasocentros de GLP, medios de transporte, distribuidores minoristas, distribuidores a granel de GLP, redes de distribución de GLP, importadores de GLP, locales de venta

de GLP, establecimientos de venta al público de GN vehicular (GNV), consumidores directos de GNV, establecimientos destinados al suministro de GNV en sistemas integrados de transporte, estaciones de compresión de GN comprimido (GNC), estaciones de carga de GNC, unidades de trasvase de GNC, estaciones de descompresión de GNC, consumidores directos de GNC, estaciones de licuefacción de GNL, estaciones de regasificación de GNL, estaciones de recepción de GNL, consumidores directos de GNL, unidades móviles de GNC-GNL, medios de transporte de GNC y medios de transporte de GNL.

13. Hasta ese año, el registro era administrado por la DGH del MEM.
14. Documentos requeridos para la inscripción en el RH para desarrollar actividades de GN, emitidos de conformidad al anexo 3 del Reglamento del Registro de Hidrocarburos (RH).
15. Artículo 3.4 del Reglamento del RH.
16. El Decreto Supremo N° 049-93-EM y modificatorias, aprobó el Reglamento para la aplicación de la Regalía y Retribución en los Contratos Petroleros, el mismo que contiene el detalle de su aplicación.
17. Art. 45° de la LOH.
18. Idem.
19. El procedimiento para la aprobación de los contratos y sus modificaciones se rige por lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 045-2008-EM.
20. Aprobado por Decreto Supremo N° 030-2004-EM, modificado por Decreto Supremo N° 01-2012-EM.
21. El periodo de retención permite la extensión del plazo en 5 o 10 años, ante determinados supuestos (Art. 23 y 24 de la LOH).
22. Art. 69° y 70° de la LOH
23. Art. 67° de la LOH.
24. Art. 68° de la LOH.

25. Art. 72° y 79° de la LOH.
26. Definiciones similares se encuentran consignadas en el Artículo 2° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (aprobado por D.S. 081-2007-EM), como en el Artículo 2° del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de GN por Red de Ductos (aprobado por D.S. N° 040-2008-EM).
27. Art. 10° del Reglamento aprobado por D.S. N° 040-2010-EM. Art. 7 del Reglamento aprobado por D.S. N° 081-2007-EM.
28. Art. 15° del Reglamento aprobado por D.S. N° 040-2010-EM. Art. 12° del Reglamento aprobado por D.S. N° 081-2007-EM.
29. Recién a partir de 2010, Osinergmin, mediante el Decreto de Urgencia N° 027-2010 que modificó el D.U. N° 010-2004, recibe el encargo de actualizar las Bandas de Precios (BP) de los combustibles que se encuentran dentro del FEPC.
30. Séptima Disposición Complementaria de la Ley N° 29952.
31. De acuerdo con el Artículo 1° de la Ley N° 29852, el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos está conformado por “redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado para asegurar el abastecimiento de combustibles en el país”.
32. Para que un proyecto forme parte del sistema del MEM, se debe priorizar por Decreto Supremo.
33. Artículo 1° de la Ley N° 29970.
34. El Artículo 4° de la Ley N° 29970 señala los proyectos necesarios para aumentar la seguridad energética: i) Un gasoducto y un poliducto comprendidos desde la planta de procesamiento de Camisea hasta la estación de compresión Chiquintirca; ii) un gasoducto y/o poliducto comprendido desde el sistema existente hasta Anta, Cusco; iii) una planta de regasificación e instalaciones para la importación de gas natural licuefactado (LNG); y iv) otros proyectos definidos por el MEM que cumplan los principios de la Ley.
35. Aprobado por Decreto Supremo N° 039-2014-EM y modificatorias.

36. Artículo 5° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.
37. Idem.
38. Actualmente, en tanto no culmine la transferencia de funciones establecida en la Ley N° 29968, la revisión y aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental Detallados (EIA-d) en materia de hidrocarburos son de competencia de la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE).
39. Aprobado por D.S. N° 019-2009-MINAM y sus modificatorias.
40. Adicionalmente, el Anexo N° 1 del Reglamento excluye expresamente de la obligación a actividades determinadas, como la aerofotografía, aerogravimetría, aeromagnetometría, geología de superficie, gravimetría de superficie y la prospección geoquímica de superficie.
41. Entre las cuales se encuentran las siguientes: exploración sísmica, perforación exploratoria, explotación, transporte por ductos, distribución por red de ductos, procesamiento o refinación, y establecimientos de venta al público de hidrocarburos.
42. Publicada el 21 de mayo de 2015.
43. Primera Disposición Complementaria Final de la Ley.
44. El ejercicio del derecho a la participación se encuentra reconocido en diversas disposiciones normativas, tales como la Ley Orgánica para el Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales – Ley N° 26821; Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental – Ley N° 27446; Ley General del Ambiente – Ley N° 28611; y Ley de Promoción de las Inversiones para el Crecimiento Económico y el Desarrollo Sostenible - Ley N° 30327; entre otras.
45. Ley del Derecho a la Consulta Previa a los Pueblos indígenas u Originarios Reconocidos en el Convenio 169 de la Organización Internacion del Trabajo (OIT), ratificado por el Perú mediante Resolución Legislativa N° 26253 del 5 de diciembre de 1993, registrada ante la OIT el 2 de febrero de 1994. El reglamento de dicha ley fue aprobado por D.S. N° 001-2012-MC.
46. Recogidas en el Artículo 8° de la Ley.



47. Artículo 9° de la Ley.
48. Art. 1° de la Ley N° 26734, sustituido por Ley N° 28954 publicada el 24 de enero de 2007. Al efecto, las competencias en materia de minería fueron asignadas al Osinermin mediante Ley N° 28954.
49. Cabe precisar, no obstante, que las competencias en materia ambiental, así como en seguridad y salud en el trabajo, fueron transferidas al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) y al Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo (MTPE), respectivamente, en cumplimiento de normas emitidas.
50. Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 29783, publicada el 20 de agosto de 2011.
51. Art. 2° de la Ley N° 29901, publicada el 12 de julio de 2012.
52. Reglamento General de Osinermin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM.
53. Publicado el 3 de febrero de 2010.
54. Otras normas relacionadas son los Lineamientos del MEM aprobados por la Resolución Directoral N° 122-2006-EM/DGH y la Resolución Osinermin N° 136-2011-OS/CD y su modificatoria, aprobada mediante Resolución Osinermin N° 226-2014-OS/CD.

5. Las reservas probables son aquellas cantidades de recurso a una fecha dada, en áreas cercanas a yacimientos probados, y determinadas por medio de estudios geológicos y de ingeniería de yacimientos. En las áreas de reservas probables se perforan pozos confirmatorios. **Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos 2014 – MEM.**
6. Las reservas posibles hacen referencia a la cantidad estimada de hidrocarburos a una fecha dada, que podría existir en formaciones identificadas por medio de estudios geológicos y de ingeniería, pero que aún no ha sido verificada. En las áreas de reservas posibles se perforan pozos de exploración con el objeto de verificar las posibles acumulaciones de hidrocarburos atrapadas en una estructura geológica. **Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos 2014 – MEM.**
7. Millones de barriles de petróleo fiscalizado a condiciones estándar.
8. Sánchez, Fernando y Vargas, Alejandro (2005).
9. Vásquez, A. et al. (2015).
10. El Precio de Referencia es un valor de mercado que refleja las variaciones de los precios internacionales de los combustibles líquidos en el Mercado Relevante, en operaciones eficientes de importación y/o exportación de combustibles (según sea el caso) entre el Mercado Relevante y el puerto de El Callao (GART - Osinermin, 2012).
11. El Fondo de Estabilización de los Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (FEPC) se creó mediante el D.U N° 010-2004, con la finalidad de enfrentar la alta volatilidad de los precios internacionales del petróleo crudo y sus derivados, e impedir que esta se traslade directamente a los consumidores nacionales.
12. Para obtener el precio promedio de la gasolina, se utilizó un promedio de los precios de la gasolina en sus diferentes niveles de octanaje, ponderado por su respectiva cantidad de demanda a nivel nacional.

13. Los agentes comerciales de combustibles líquidos son definidos, según el Sistema de Control de Órdenes de Pedido (SCOP), como los establecimientos de venta al público (EVP), consumidores directos y distribuidores minoristas. En el caso del GLP, los agentes son el productor o importador, plantas envasadoras, consumidores directos, gasocentros y estaciones de servicio con gasocentro, locales de ventas, distribuidores a granel y en cilindros.
14. Abarca las regiones de Tumbes, Piura, Lambayeque, La Libertad y Cajamarca.
15. Abarca las regiones de Áncash, Lima e Ica.
16. Abarca las regiones de Tacna, Moquegua, Arequipa, Cusco, Puno y Madre de Dios.
17. Abarca las regiones de Huánuco, Pasco, Junín, Huancavelica, Ayacucho y Apurímac.
18. Abarca las regiones de Loreto, Amazonas y San Martín.
19. Otros en la zona norte: la planta El Milagro (2%), plantas de Conchán, La Pampilla y Pure Biofuels, así como los terminales de Chimbote, Pisco y Supe, tienen una participación de menos de 1% cada uno. Otros en la Costa central: la planta de Pure Biofuels y el terminal de Supe (9% cada uno), terminal de Chimbote (4%), la planta de Herco (1%); las plantas de Cerro de Pasco, Cusco, Juliaca, Piura, Talara, Tarapoto y los terminales de Eten, Ilo y Mollendo (menos de 1% cada uno). Otros en el sur: planta de Juliaca (7%) y de Conchán (1%); planta de Pure Biofuels y los terminales de El Callao (Vopak Perú), Chimbote, Pisco y Salaverry (menos de 1% cada uno). Otros en el nor oriente: terminal de Etén (10%), planta Conchán (2%), de Cerro de Pasco, Maple (Pucallpa), Pucallpa y Talara, así como el terminal de Salaverry (menos de 1% cada uno). Otros en la Sierra central: terminal de Mollendo (7%), plantas de Conchán y El Milagro (5% cada una) y Pure Biofuels (3%); plantas de Juliaca y Maple (Pucallpa) y terminales de El Callao (Vopak Perú), Chimbote, Etén Ilo y Supe (menos de 1% cada uno).
20. Otros en la zona norte: planta El Milagro (5%); plantas de Conchán y La Pampilla, terminales de El Callao (Vopak Perú), Chimbote, Mollendo, Pisco y Supe (menos de 1% cada uno). Otros en la Costa central: terminal Pisco (7%), planta Herco y terminal Supe

- (2% cada uno), terminal Salaverry (1%); plantas de Piura y Talara y los terminales Chimbote, Etén, Ilo y Mollendo (menos de 1% cada uno). Otros en el sur: terminal Ilo (4%) plantas de Conchán (3%), planta La Pampilla y terminales de El Callao (Vopak Perú) y Pisco (menos de 1% cada uno). Otros en el nor oriente: terminal Etén (8%), plantas El Milagro y Yurimaguas (9% cada una), de Conchán (2%), de Talara (1%); plantas de Cerro de Pasco, Cusco, Maple (Pucallpa) y terminales de Chimbote, Mollendo y Salaverry (menos de 1% cada uno). Otros en la Sierra central: planta La Pampilla (5%), planta de Cusco y terminales de El Callao (Vopak Perú), Mollendo y Supe (menos de 1% cada uno). Otros en Ucayali: plantas de Conchán, La Pampilla, Iquitos y Tarapoto, así como el terminal de Mollendo con 13% y 1 MBPD cada uno.
21. Otros en la zona norte: Pisco (8%) y terminales (2%). Otros en la Costa central: Talara (2%) y Pisco (3%). Otros en el sur: Repsol (8%) y Zeta Gas (4%). Otros en el nor oriente: Zeta Gas (11%), terminales (3%) y Repsol (1%). Otros en la Sierra central: Aguaytía (5%) y Pisco (0.02%).
22. Asociado al consumo de gasolinas y gasoholes, diésel y petróleos industriales, aunque también pueden vender otros combustibles. Según el Glosario de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, un establecimiento de venta al público de combustibles es una instalación en un bien inmueble donde los combustibles son objeto de recepción, almacenamiento y venta al público. En el país, también se les denomina estaciones de servicio, grifos, grifos flotantes, grifos de querosene, grifos rurales y grifos en la vía pública.

CAPÍTULO 5

1. Grupo Macroconsult (2008).
2. En 2013 se registró un total de 101 pozos perforados, sin embargo en 2011 y 2012 la cifra llegó hasta 239 y 208 pozos, respectivamente.
3. Sociedad Peruana de Hidrocarburos (2014).
4. Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que mediante un análisis de datos geológicos y de ingeniería de yacimientos explorados, con un alto grado de confianza pueden ser recuperables comercialmente en las actuales condiciones económicas. Es la reserva que tiene mayor certeza para su extracción. En las áreas donde hay reservas probadas

CAPÍTULO 6

1. En el caso de hidrocarburos, fija tarifas de los servicios públicos de transporte por ductos y distribución de GN por red de ductos.
2. El Informe Técnico Favorable (ITF) es la opinión técnica favorable de Osinermin sobre el proyecto de instalación o modificación de una instalación o establecimiento, en relación al cumplimiento de la reglamentación vigente del sector hidrocarburos (Numeral 3.4 del artículo 3 del Reglamento del RG aprobado con Resolución de Consejo Directivo N° 191-2011-OS/CD).

CAPÍTULO 7

1. Según Stiglitz (2003), la tasa social de descuento (TSD) es aquella que refleja el costo de oportunidad de los fondos públicos y según



- Layard y Glaister (1994), refleja el umbral mínimo de rentabilidad que se le exige a los proyectos financiados con fondos públicos.
2. Para mayor detalle de los valores de las Tasa Social de Descuento, véase Tamayo, J. et al. (2014).
 3. La VE es la cantidad de dinero que al consumidor lo haría indiferente ante el cambio en el precio de un bien. Los aumentos de producción y capacidad de refinación que analizamos en esta sección equivalen a una variación del precio de los hidrocarburos líquidos.
 4. Ley N° 24977 (Huánuco), D.L. N° 21678 (Loreto), Ley N° 23630 (Piura), Ley N° 23350 y D.U. N° 027-98 (Ucayali) y Ley N° 23871 (Tumbes)
 5. El problema de información asimétrica y su efecto en el mercado fue analizado por Akerlof (1970).
 6. Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de Osinermin, Ley N° 27699.
 7. Procedimiento aprobado por Resolución del Consejo Directivo N° 400-2006-OS/CD. Cabe señalar que previo a la publicación de este procedimiento, la supervisión operativa del Osinermin siguió los lineamientos que se establecieron en el artículo 71° del Decreto Supremo N° 030-98-EM.
 8. Según Ojeda (2015), alrededor de 200 EVP's en Lima Metropolitana fueron seleccionados aleatoriamente para la verificación del volumen despachado por las mangueras de los surtidores y/o dispensadores de estos establecimientos.
 9. La distribución final se realiza de forma proporcional al tamaño relativo de los estratos identificados (para mayor detalle véase el Anexo 7 – Guía de procedimiento de supervisión muestral en grifos y estaciones de servicio – R.C.D. N° 014-2009-OS/CD).
 10. La Resolución del Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD (Escala de Multas y Sanciones), tipifica la infracción asociada a problemas metrológicos para el caso de las estaciones de servicio, estableciendo una multa máxima de 60 UIT.
 11. La curva de demanda compensada o hicksiana es aquella que toma en cuenta el efecto sustitución provocado por el cambio en el precio de un bien y considera un nivel de bienestar dado; por lo tanto, no considera el efecto ingreso de esa variación del precio. Esta demanda es la adecuada para hacer mediciones de cambio en el bienestar de acuerdo a la teoría económica. Véase Hausman (1981) para mayores detalles.
 12. El escenario contrafactual asume que en ausencia de la implementación del proceso de control metrológico el número de mangueras desaprobadas hubiera crecido proporcionalmente al número de nuevas mangueras entrantes al mercado de combustibles.
 13. La información disponible muestra que el porcentaje de desvío en la cantidad despachada de combustibles está alrededor de -1% en todos los años.
 14. En Vásquez (2005c) se muestra evidencia de que la especificación log-lineal de la curva de demanda es una buena aproximación de la curva de demanda de combustibles líquidos para el caso peruano.
 15. Las primeras acciones se realizaron a mediados de 2002, mediante un programa piloto a cargo de la Unidad de Fiscalización Especial de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos de Osinermin, el cual consistió en visitar una muestra de 200 establecimientos de venta al público de combustibles para uso automotor ubicados en Lima Metropolitana.
 16. Por ejemplo, los parámetros son la cantidad de octanos y el punto de inflamación.
 17. Disponible en: <http://www.ref.pemex.com/octanaje/que.htm>
 18. Mediante R.M. N° 139-2012-MEM/DM se prohibió comercializar Diésel B5 con un contenido de azufre mayor a 50 ppm en las regiones de Lima, Arequipa, Cusco, Puno y Madre de Dios y en la Provincia Constitucional de El Callao.
 19. Las externalidades representan efectos que genera la acción de un agente (persona o empresa) en el bienestar o los beneficios económicos del resto de agentes en la economía, sin que ellos estén debidamente compensados económicamente.
 20. El informe evalúa tanto el octanaje como la presión de vapor reid (PVR). Cabe señalar que según las Oficinas Regionales de Osinermin, la PVR es supervisada en las refinerías y plantas, mientras que el octanaje es supervisado en los EVPs.
 21. Esta información fue proporcionada por las Oficinas Regionales de Osinermin.
 22. Se tomó a 2009 como periodo base, porque era el año más cercano al inicio de las supervisiones de octanaje con información completa. Asimismo, se tomaron datos a 2014, a fin de tener un espacio de tiempo suficientemente amplio para observar cambios.
 23. El precio implícito es igual al precio observado de un galón de combustible dividido por el número de octanos nominales (84 o 90).
 24. Véase Hausman (1981) para mayores detalles.
 25. Los promedios se refieren a promedios de hogares a nivel de distrito, ya que es el ámbito de análisis para el que se dispuso de información.
 26. Véase al respecto el **European lung white book** disponible en: <http://www.erswhitebook.org/>
 27. Se tomaron en cuenta para el cálculo sólo los gastos en OSAS (Obstructive Sleep Apneas, o suspensiones transitorias de la respiración) y neumonía. Disponible en: <http://www.erswhitebook.org/chapters/the-economic-burden-of-lung-disease/the-cost-of-respiratory-disease/>
 28. El costo social de los fondos públicos estimado por Vásquez y Balistreri (2010) es de US\$ 1.007 por cada dólar gastado. El costo social sumado a los presupuestos antes mencionados suma US\$ 42 millones.
 29. Los detalles sobre el diseño, financiamiento y condiciones de canje del FISE se encuentran explicados en el **Acápito 7-4**.
 30. Véase los supuestos y fórmulas utilizadas para la estimación en el **Acápito 7-5**.
 31. Norte: Amazonas, Tumbes, Piura, San Martín, Loreto, Lambayeque, Cajamarca y La Libertad. Centro: Lima (incluye El Callao), Áncash, Huánuco, Junín, Pasco, Ucayali. Sur: Huancavelica, Ica, Ayacucho, Arequipa, Apurímac, Madre de Dios, Cusco, Puno, Moquegua y Tacna
 32. Se asume que en Latinoamérica existe un mercado de carbono similar al de la European Union Allowances (EUA) y que el precio vigente en dicho mercado es el mismo que en el EUA.
 33. La fuente de esta información es el servicio Bloomberg.
 34. La explotación petrolera se inició en el año 1971, con los pozos Corrientes 1X y Capahuari 1X.
 35. En la Selva norte producen aproximadamente 175 pozos petroleros que extraen el 38% del petróleo que se genera en el país, con el 98% de agua; el agua se vertía a los suelos, quebradas y ríos de la selva.
 36. Se determinó por el método de transferencia de valor, el valor de cada hectárea de los bosques húmedales de la selva norte. Ver documento de Trabajo N°20 de la OEE, en http://www.osinermin.gob.pe/newweb/pages/Estudios_Economicos/79.htm?6507.
 37. Cantidad reportada en Villar (2009).

CAPÍTULO 8

1. Disponible en <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2015/mayo/repote-de-inflacion-mayo-2015.pdf>. Último ingreso: 14/09/2015.
2. Fuente: Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara (PMRT).
3. Modificado por D.S N° 041-2005-EM cuyo Artículo 4° fue modificado por el D.S. 092-2009-EM.
4. Mediante D.S. N° 061-2009-EM se establecieron los criterios para determinar las referidas zonas geográficas y se prohibió el expendio a partir del 1° de enero de 2010 del diésel B2 para uso vehicular con contenido de azufre mayor a 50 ppm en los EVPs y consumidores directos de la provincia de Lima y El Callao.



5. Mediante Resolución Ministerial N° 139-2012-EM/DM se dispuso el contenido de azufre para el diésel B5. De acuerdo con Petroperú, desde enero de 2009 se estableció la comercialización del diésel B2 que mezcla diésel N° 2 con 2% de biodiésel 100 y se aumentó el porcentaje a 5% desde enero de 2011. Este combustible debe cumplir con las especificaciones técnicas de la NTP vigente y guarda concordancia con los estándares internacionales ASTM, D975 y SAE J313 (<http://www.petroperu.com.pe/portalweb/Main.asp?Seccion=62>).
6. Fuente <http://www.petroperu.com.pe/pmrt/>
7. Fuente: Petroperú (2014).
8. Fuente: **La Pampilla: Nueva planta de desulfurización de diesel avanza al 40%** (Gestión 17/07/2015). Disponible en <http://gestion.pe/empresas/pampilla-proyecto-refinamiento-diesel-avanza-al-40-2137565>. Último acceso: 15/09/2015. Otro bloque es el de gasolinas y la unidad de hidrógeno.
9. Documento **EIASd RLP21 Adecuación a Nuevas Especificaciones de Combustibles**. Disponible en http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Cap_%201_Desc_Proj_RLP21.pdf. Último acceso: 15/09/2015.
10. Documento **EIASd RLP21 Adecuación a Nuevas Especificaciones de Combustibles**. Disponible en http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Cap_%201_Desc_Proj_RLP21.pdf. Último acceso: 15/09/2015.
11. Los ductos, equipos e instalaciones necesarias para el transporte de gas dentro de la Zona de Seguridad conforman el Sistema de Seguridad de Transporte de Gas (STG). De similar manera, los numerales 3.2 y 4.2 de los artículos 3° y 4° respectivamente, de la Ley N° 29970, el STG y el Gasoducto Sur Peruano, cuentan con el beneficio del Mecanismo de Ingresos Garantizados y perciben un Ingreso Anual Garantizado (IGA). El cargo para el Gasoducto Sur Peruano para cubrir la parte del IGA que no es remunerada por las tarifas es el Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE). El inicio del pago también debería darse en la Puesta en Operación Comercial (POC), pero el D.S. mencionado en el texto principal estipula que el MEM podía autorizar el inicio de la recaudación del CASE y las tarifas reguladas de GN antes de la POC, como parte del Adelanto de los Ingresos Garantizados (AIG), y serán transferidos al Concesionario en la fecha de la POC.

El periodo de liquidación posterior a la POC es el mismo que para el STL.

12. La Resolución Osinermin N° 043-2015-OS/CD define las fórmulas para el cálculo de tarifas y cargos tarifarios a aplicarse para la remuneración del Sistema Integrado de Transporte. Las tarifas a aplicarse en el STG y el Gasoducto Sur Peruano se presentan en el siguiente cuadro.

Tarifas a aplicarse en el Sistema Integrado de Transporte

Sistema de Transporte	Tarifa o Cargo Tarifario
Sistema de Seguridad de Transporte de GN (STG)	Tarifa Base de Seguridad (TBSSTG)
	Tarifa Regulada de Seguridad (TRSSSTG)
	Tarifa de Racionamiento (TRSTG)
	Tarifa de Transporte Adicional Firme (TAFSTG)
	Tarifa de Transporte Adicional Interrumpible (TAISTG)
Gasoducto Sur Peruano	Tarifa Base de Transporte (TBTGSP)
	Tarifa Regulada de Transporte Firme (TRTFGSP)
	Tarifa Regulada de Transporte Interrumpible (TRTIGSP)
	Nueva Tarifa Regulada (NTRGSP)

Fuente: GART-Osinermin.

El Reglamento de la Ley N° 29970 señala que el IGA del STG es cubierto por los ingresos de la prestación del servicio de transporte de GN y los ingresos provenientes del CASE, a fin de asegurar que el concesionario perciba efectivamente el monto de IGA correspondiente. El CASE se recauda mediante un cargo adicional al Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. Mediante Resolución Osinermin N° 065-2015-OS/CD, se fijó la Tarifa Regulada de Seguridad para el periodo comprendido entre mayo de 2015 y abril de 2016 en 1,5395 US\$ / mil m3. Para el tramo A2 o GSP, el IGA es cubierto mediante los ingresos provenientes por la prestación del servicio de transporte de GN para los usuarios del sur del país y los ingresos recaudados por concepto de CASE. Este último también se recauda mediante un cargo adicional sobre el Peaje Unitario al Sistema Principal de Transmisión.

13. En caso el concedente autorice al concesionario a brindar un servicio de transporte adicional en el STL, de acuerdo con lo señalado en la Cláusula 14 del Contrato, la Tarifa de Transporte Adicional (TTASTL) se aplicará al periodo de liquidación posterior a la POC.

Tarifario, mediante un acuerdo de partes, procediéndose conforme a lo dispuesto en el Artículo 149° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos. Dicha tarifa no podrá ser inferior al Cargo Tarifario SISE. (Art. 13° de la RCD N° 043-2015-OS/CD).

14. Mediante la RCD N° 065-2015-OS/CD se fijó el cargo tarifario SISE para el periodo comprendido entre mayo de 2015 y abril de 2016 en 0,1304 US\$ / barril.
15. Fuente <http://www.gasoductodelsur.pe/el-gasoducto/beneficios-y-oportunidades.html>
16. En 2004, el SCOP de Combustibles Líquidos y GLP de la GFHL fue ganador de dos reconocimientos: el Premio Creatividad Empresarial 2004 UPC y el Diario El Comercio, y del Premio IT/ Users 2004. En 2005, el SCOP fue el ganador nacional del premio Buenas Prácticas Gubernamentales de la ONG “Ciudadanos al

Día” en la categoría de “Fiscalización y Cumplimiento de la Ley”. En 2006 obtuvo el premio especial a la mejora integral por la ONG “Ciudadanos al Día”. En 2012, la misma ONG selecciona al Sistema Facilito Móvil (aplicativo para la consulta de precios y ubicación de establecimientos de venta combustibles) como una Buena Práctica en Gestión Pública. A nivel institucional, Osinermin fue reconocido por el Comité de Gestión de la Calidad de la Sociedad Nacional de Industrias con el Premio Nacional a la Calidad 2010 Medalla de Oro. En 2012, Osinermin ganó el Reconocimiento Oro y Premio Iberoamericano de la Calidad de la Fundación Iberoamericana para la Gestión de la Calidad (Fundibeq). En 2015, Osinermin ha sido reconocido con el premio Medalla Empresa Líder en Calidad – Categoría Oro por el Comité de Gestión de la Calidad, entidad que otorga el más importante reconocimiento en el país a las organizaciones públicas y privadas que, con el fin de alcanzar la excelencia en la gestión, realizan la mejora continua de sus procedimientos y resultados.



Tratamiento de petróleo, Lote 67 (Selva). Foto GFHL-Osinermin.



Planta y Villa Trompeteros, Lote 8. Foto GFHL-Osinermin.



Refinería de Conchán. Foto MEM.

Adelman, M. (1993). **Modelling World Oil Supply**. *Energy Journal*, 14 (special issue in memory of David O. Wood).

Akerlof, George (1970). **The Market for 'Lemons': Quality Uncertainty and the Market Mechanism**. *Quarterly Journal of Economics*, 84(3): 488-500.

Alfaro, Arturo y Lombardi, Gina (2007). *El azufre en los combustibles del Perú*. Lima: Programa Regional Aire Limpio.

Balance Nacional de Energía 2012. Ministerio de Energía y Minas. Lima, Perú.

Baldeón Ríos, Juan Francisco (2009). **Apuntes de Historia del Derecho Minero Peruano**. Disponible en <http://www.socioscamiper.com/images/biblioteca/apuntes-de-historia-del-derecho-minero-peruano.pdf>

Banco Mundial (2015). *A World Bank Quarterly Report: Commodity Markets Outlook*. Abril.

Barclay, Frederica (2011). **¿Qué ha significado el petróleo en la configuración de Loreto como una región?** Disponible en <http://www.actualidadambiental.pe/wp-content/uploads/2011/11/Qu%C3%A9-ha-significado-el-petr%C3%B3leo-en-la-consolidaci%C3%B3n-de-Loreto-como-una-regi%C3%B3n-Frederica-Barclay.pdf>

Barzel, Yoram (1982). **Cost and the Organization of Markets**. *Journal of Law and Economics*, 25(1): 27-48.

Bhattacharyya, S. (2011). *Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance*. Londres: Springer-Verlag London Limited.

Blumberg, Katherine; Walsh, Michael; Charlotte Per (2003). **Gasolina y diésel de bajo azufre: la clave para disminuir las emisiones vehiculares**. Disponible en http://www.theicct.org/sites/default/files/Bajo_Azufre_ICCT_2003.pdf

Brouwer, Roy; Van Der Kroon, Bianca y Pieter Van Beukering (2013). **The Energy Ladder: Theoretical Myth or Empirical Truth? Results from a Meta-Analysis**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20: 504-513.

Bustamante y Rivero, José Luis (1948). **Mensaje del Presidente Constitucional del Perú ante el Congreso Nacional**. Disponible en <http://www4.congreso.gob.pe/museo/mensajes/Mensaje-1948-3.pdf>

CCEB (1995). **Estufas tradicionales. África, América Latina, Asia. Proyectos de estufas mejoradas. Diferentes actores**. Disponible en http://www.cocinasmejoradasperu.org.pe/Publicaciones/Estufas_en_Africa_America_Latina_y_Asia_segunda_parte.pdf

Deck, Cary A. y Bart J. Wilson (2008). **Experimental gasoline markets**. *Journal of Economic Behavior & Organization*, 67: 134-149.

Devarajan, Shantayanan y Anthony C. Fisher (1981). **Hotelling's "Economics of Exhaustible Resources": Fifty Years Later**. *Journal of Economic Literature*, 19(1): 65-73.

Duflo, Esther; Greenstone, Michael y Rema Hanna (2008). **Indoor air pollution, health and economic well-being**. *Surveys and Perspectives Integrating Environment & Society*, 1(1): 7-16.

Estatuto Provisional de 1821. Disponible en <http://www4.congreso.gob.pe/historico/quipu/constitu/1821b.htm>

European Respiratory Society (2013). *European Lung White Book. Respiratory Health and Disease in Europe*. Disponible en <http://www.erswhitebook.org/>

Federico, Giulio; Daniel, James A. y Benedict Bingham (2001). **Domestic Petroleum Price Smoothing in Developing and Transition Countries**. IMF Working Paper 01/75.

Bibliografía



Ferreya, J. y S. Choy (2014). *Revista Moneda*. Banco Central de Reserva del Perú. Lima, 159: 16-21.

Fisher, R. (2008). **Política comercial estratégica en el mercado aéreo chileno**. Documento de Trabajo N° 246-2008. Centro de Economía Aplicada – Universidad de Chile.

Gallardo, José; Vásquez, Arturo y Luis Bendeuzú (2005). **La problemática de los precios de los combustibles**. Documento de Trabajo N° 11, Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin.

García Belaúnde, Domingo (1997). **Los inicios del constitucionalismo peruano (1821-1842)**. En *Pensamiento Constitucional*. Año IV N° 4.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2012). **Precios de referencia y banda de precios de los combustibles**. División de Gas Natural. Osinergmin. Lima, Perú.

Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (2011). **El mercado del GLP en el Perú: problemática y propuestas de solución**. Documento de Trabajo N° 2011-001. Osinergmin. Lima, Perú.

Gómez, Darío R., John D. Watterson, Branca B. Americano, Chia Ha, Gregg Marland, Emmanuel Matsika, Lemmy Nenge Namayanga, Balgis Osman-Elasha, John D. Kalenga Saka, Karen Treanton (2006) **IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. Intergovernmental Panel on Climate Change. Disponible en http://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

Grupo Macroconsult (2008). **Fundamentos económicos de determinación de precios internos de los combustibles**. Informe de consultoría. Lima: Grupo Macroconsult.

Hamilton, James D. (2000). **What is an Oil Shock**. NBER Working Paper 7755.

Hamilton, J. (2009). **Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007-2008**. *Brookings Papers on Economic Activity*, 40 (1): 215-283.

Hannesson, R. (1998). *Petroleum Economics: Issues and strategies of Oil and Natural Gas production*. London: Quorum Books.

Hausman, Jerry A. (1981). **Exact Consumer's Surplus and Deadweight**

Loss. *American Economic Review*, 71(4): 662-676. Setiembre.

Hotelling, H. (1931). **The Economics of Exhaustible Resources**. *Journal of Political Economy*, 39(2): 137-175.

Layard, R; Glaister, S; (1994). **Cost-benefit analysis**. Cambridge, UK: Cambridge University Press, pp. 1-56.

Leffler, William L. (2000) *Petroleum refining in a nontechnical language*. 3rd. Ed. Tulsa: Pennwell.

Linares, Cristina y Díaz, Julio (2008). **¿Qué son las PM2,5 y cómo afectan a nuestra salud?** *El Ecologista*, 58: 46-49. Disponible en <http://www.ecologistasenaccion.org/article17842.html>

Mankiw, Gregory N. (2007). *Principles of Economics*. 4th. ed. Mason, Ohio: Thomson Higher Education.

Masera, O.R., Saatkamp B.D., y D.M. Kammen (2000). **From linear fuel switching to multiple cooking strategies: a critique and alternative to the energy ladder model**. *World Development*, 28: 2083–2103.

Ministerio de Energía y Minas (2012). **Balance Nacional de Energía**. Dirección General de Eficiencia Energética. Lima, Perú.

Ministerio de Energía y Minas (2014). **Plan Energético Nacional 2014-2025**. Dirección General de Eficiencia Energética. Lima, Perú.

Ministerio de Energía y Minas (2015). **Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos 2014**. Dirección General de Hidrocarburos. Lima, Perú.

Miras, P. (2010). **El futuro de las reservas estratégicas de petróleo y de los protocolos de emergencia**. *Cuadernos de Energía*. Madrid: Club Español de la Energía - Garrigues – Deloitte, 29 (Octubre): 29-34.

Mondino, Pedro N. (1977). **Los contratos de servicio en la industria petrolera latinoamericana**. En *Derecho de la integración*. Banco Interamericano de Desarrollo, Instituto para la Integración de América Latina. Vol. 10, N° 24, p. 39–93, marzo.

Noriega Calmet, Fernando (1962). **Historia del petróleo en el Perú**. Facultad de Petróleo. Universidad Nacional de Ingeniería. Disponible en <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFH/Historia%20del%20Petroleo%20Peru.pdf>

Odría Amoretti, Manuel A. (1953). **Mensaje del Presidente Constitucional del Perú ante el Congreso Nacional**. Disponible en <http://www4.congreso.gob.pe/museo/mensajes/Mensaje-1953.pdf>

Ojeda, J. (2015) **Osinergmin y la metrología legal a los combustibles (2003-2014)**. Informe N° 20-2015-JOL-OR. Mimeo.

Osinergmin (2013). *Reporte de Resultados Encuesta Residencial de Uso y Consumo de Energía ERCUE 2012*.

Osinergmin (2014). *Reporte de Resultados Encuesta Residencial de Uso y Consumo de Energía ERCUE 2013*.

Osinergmin (2015). *Reporte de Resultados Encuesta Residencial de Uso y Consumo de Energía ERCUE 2014*. Mimeo.

Peltzman, Sam (2000). **Prices rises faster than they fall**. *The Journal of Political Economy*, 108 (3): 466-502.

Pérez-Reyes, Raúl y Arturo Vásquez (2006). **La organización económica de la industria de hidrocarburos en el Perú: la comercialización del GLP envasado**. Documento de Trabajo N° 21. Oficina de Estudios Económicos. Osinergmin. Lima, Perú.

Petroperú (2014). **Refinería Talara celebra aniversario recordando sus logros**. Julio. Disponible en <http://www.petroperu.com.pe/pmrt/refineria-talara-celebra-aniversario-recordando-sus-logros/>

Petroperú (2014). **Un momento histórico para la refinería de Talara**. En *Gente con Energía*. Edición Especial. Lima, Perú. Julio.

Perupetro (2015). **Informe de Actividades**. Junio. Disponible en <http://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/bd7fab1f-c402-40d4-8c23-451c58e18aed/2015-06+Informe+Mensual+de+Actividades.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=bd7fab1f-c402-40d4-8c23-451c58e18aed>

Programa Canon (2009). *Manual de gestión del canon*. Corporación Financiera Internacional (ICF). Lima, Perú.

Rodríguez, Nicolás (CEPAL) (2012). *Análisis de la reducción del azufre en el combustible diésel en El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua*. México, D.F.: Naciones Unidas.

Saavedra, Mariela (2011). **Estudio de impacto económico de la**

metrología legal en la Argentina. En Karl-Christian Göthner, Sebastián Rovira (Compiladores). *Impacto de la infraestructura de la calidad en América Latina*. Cepal. Marzo de 2011. Santiago de Chile.

Sánchez, Fernando y Vargas, Alejandro (2005). *La volatilidad de los precios del petróleo y su impacto en América Latina*. Santiago de Chile: CEPAL – División de Recursos Naturales e Infraestructura, Naciones Unidas.

Schmalensee, Richard (2012). **Economics of Energy Demand**. Notas de clase del curso Energy Decisions Markets and Policies. Disponible en <http://ocw.mit.edu/courses/sloan-school-of-management/15-031j-energy-decisions-markets-and-policies-spring-2012/lecture-notes/>

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (2006). *Estudio de evaluación socioeconómica del proyecto integral de calidad de combustibles 'Reducción de azufre en gasolinas y diésel'*. México, D.F.: Instituto Nacional de Ecología.

Sociedad Peruana de Hidrocarburos (2014). *Libro blanco de los hidrocarburos*. Lima.

Stiglitz, Joseph E. (1976). **Monopoly and the rate of extraction of exhaustible resources**. *American Economic Review*, 66(4): 655-661.

Stiglitz, Joseph (1987). **The Causes and Consequences of the Dependence of Quality on Price**. *Journal of Economic Literature*, 25(1): 1-48.

Stiglitz, Josep E. (2003). *La economía del sector público*. Tercera Edición, Antoni Bosch: Barcelona.

Tamayo, Jesús; Salvador, Julio; Vásquez, Arturo; y García, Raúl (Editores) (2014). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea*. Osinergmin. Lima-Perú.

Távora, José y Arturo Vásquez (2008). **La industria del petróleo en el Perú: contexto regional, condiciones de competencia y asimetría en las variaciones de los precios de los combustibles**. Proyecto de distribución mayorista y minorista de hidrocarburos en el Perú. Indecopi. Lima. Perú

Tirole, Jean (1990). *La teoría de la organización industrial*. Barcelona: Editorial Ariel.



Universidad Nacional de Ingeniería (2006). *Determinación de las curvas características de velocidad y carga de motores de combustión interna con diferentes muestras de combustibles*. Lima, Perú.

U.S. Energy Information Administration (2012). **What Are Natural Gas Liquids and how Are They Used?** Disponible en <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=5930>.

U.S. Energy Information Administration (2014) **International Energy Outlook 2014**. Disponible en <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>

Vásquez, Arturo (2005a). *La organización económica de la industria de hidrocarburos en el Perú: el segmento upstream del sector petrolero*. Documento de Trabajo N° 8. Oficina de Estudios Económicos. Osinergmin. Lima, Perú.

Vásquez, Arturo (2005b). **Price Response Asymmetry in Domestic Wholesale and Retail Diesel 2 Markets in Peru**. *Revista de la Competencia y la Propiedad Intelectual* N° 1. Indecopi. Lima, Perú.

Vásquez, Arturo (2005c). **La demanda agregada de combustibles líquidos**. Documento de Trabajo N° 12. Oficina de Estudios Económicos. Osinergmin. Lima, Perú.

Vásquez, Arturo (2006a). **La organización económica de la industria de hidrocarburos en el Perú: el mercado del gas licuado de petróleo**. *Revista de la Competencia y la Propiedad Intelectual* N° 3. Indecopi. Lima, Perú.

Vásquez, Arturo (2006b). **Sistemas de sanciones por daños ambientales para la fiscalización de la industria de hidrocarburos en el Perú**. Documento de Trabajo N° 20. Oficina de Estudios Económicos. Osinergmin. Lima, Perú.

Vásquez, Arturo (2006c). **El valor de la vida estadística y sus aplicaciones a la fiscalización de la industria de hidrocarburos**. Documento de Trabajo N° 18. Oficina de Estudios Económicos. Osinergmin. Lima, Perú.

Vásquez, Arturo; Gallardo, José; Bendezú, Luis; Salvador, Julio y Fidel Amésquita (2004). **La informalidad y sus manifestaciones en la comercialización de combustibles líquidos en el Perú**. Documento de Trabajo N° 15. Oficina de Estudios Económicos. Osinergmin. Lima, Perú.

Vásquez, Arturo y Gallardo, José (2006). **Sistemas de supervisión y esquemas de sanciones para el sector hidrocarburos**. Documento de Trabajo N° 10. Oficina de Estudios Económicos. Osinergmin. Lima, Perú.

Vásquez, A. y E. Balistreri (2010). **The marginal cost of public funds of mineral and energy taxes in Peru**. *Resources Policy*, 35(4): 257–264.

Vásquez, A.; de la Cruz, R.; Coello, F. (2015). *Reporte de Análisis Económico Sectorial – Sector Hidrocarburos*, Año 4 – Número 5. Oficina de Estudios Económicos, Osinergmin – Perú.

Villar, Jorge (2009). *Eliminación del mayor impacto ambiental de los campos petroleros*. Osinergmin. Lima, Perú.

Widman, Richard (2004). **La vida útil del motor de su auto, camioneta, camión u otro motor de combustión interna – lubricación**. Santa Cruz, Bolivia: Widman International SRL. Disponible en <http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/bo8.pdf>

Zimmermann, J. (2008). **Canon y regalías: distribución y uso en los gobiernos subnacionales**. Documento 2, Programa Gobernabilidad e Inclusión GTZ. Lima, Perú.



Bayovar-Piura.
Foto MEM.



°C.	Grados Centígrados.	Cmg.	Costo Marginal.
1ª.	Primera.	CO.	Monóxido de Carbono.
2D.	2 Dimensiones.	Comaru.	Consejo Machiguenga del Río Urubamba.
3D.	3 Dimensiones.	CNPC.	China National Petroleum Company.
56-EF-1.	Estación de Filtrado.	Cores.	Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.
56-ERP-1.	Estación Reguladora de Presión.	COV.	Costo de Operación Vehicular.
AA.HH.	Asentamientos Humanos.	CO2.	Dióxido de Carbono.
Aidesep.	Asociación Interétnica de Desarrollo de la Selva Peruana.	D2.	Diésel 2.
AIG.	Adelanto de Ingresos Garantizados.	DBX.	Diésel con X% de Biodiésel 100. Por ejemplo DB5.
ANPs.	Áreas Naturales Protegidas.	D.L.	Decreto Ley o Decreto Legislativo.
APPs.	Asociaciones Público-Privadas.	DP.	Defensoría del Pueblo.
B/C.	Beneficio – Costo.	D.S.	Decreto Supremo.
BCRP.	Banco Central de Reserva del Perú.	D.U.	Decreto de Urgencia.
BLS.	Barriles.	DGAEE.	Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos.
Bls/persona.	Barriles por Persona.	DGH.	Dirección General de Hidrocarburos.
BP.	Banda de Precios.	DM.	Destilados Medios.
BTU.	British Thermal Units o Unidades Térmicas Británicas.	DMIN.	Distribuidor Minorista.
CAG.	Certificación Ambiental Global.	EDE.	Empresa de Distribución Eléctrica.
Capex.	Capital expenditures, Inversión en Bienes de Capital.	EE.UU.	Estados Unidos.
CART.	Central Asháninka del Río Tambo.	EIA.	Estudio de Impacto Ambiental.
CC.NN.	Comunidad(es) Nativa(s).	EIA-d.	Estudios de Impacto Ambiental Detallados.
CD.	Consumidor Directo.	Enaho.	Encuesta Nacional de Hogares.
CEPAL.	Comisión Económica para América Latina y El Caribe.	ERCUE.	Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía.
CES.	Criterios Específicos de Sanción.	ERM.	Estación de Regulación y Medida.
CL.	Combustibles Líquidos.	EUA.	European Union Allowances.
		EVP(s).	Establecimiento(s) de Venta al Público.
		E&E.	Exploración y Explotación.
		FA.	Factor de Aportación.
		FC.	Factor de Compensación.
		FCC.	Sección de Recuperación de Gases.
		Feconbu.	Federación de Comunidades Nativas del Bajo Ucayali.

Glosario



FED.	Sistema de la
FEED.	Front, End, Engineering and Design.
FEPC.	Fondo de Estabilización de los Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo.
FISE.	Fondo de Inclusión Social Energético.
FOB.	Free on Board.
Fonafe.	Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado.
GXX.	Gasolina de XX Octanos.
G-84 (G84).	Gasolina 84 Octanos.
G-90 (G90).	Gasolina 90 Octanos.
GA.	Bloque Gasolinas.
GART.	Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria.
GDP	Gases del Pacífico S.A.C.
GEI.	Gases de Efecto Invernadero.
GFGN.	Gerencia de Fiscalización de Gas Natural.
GFHL.	Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos.
GLP.	Gas Licuado de Petróleo.
GLP-E.	Gas Licuado de Petróleo Envasado.
GLP-G.	Gas Licuado de Petróleo a Granel.
GMP.	Graña y Montero Petrolera.
GN.	Gas Natural.
GNC.	Gas Natural Comprimido.
GNL.	Gas Natural Licuefactado.
GNV.	Gas Natural Vehicular.
GPM.	Galones por Minuto.
H2.	Bloque Hidrógeno.
H2S.	Ácido Sulfhídrico.
Hab.	Habitantes.
Has.	Hectáreas.
HDS.	Hidrosulfuración.
HPS.	Sistema de Bombeo Horizontal (Horizontal Pumping System).

El hidrógeno en estado gaseoso, líquido o sólido que se forma en depósitos subterráneos de roca sedimentaria a alta presión y se hallan mezclados con otros elementos, por lo que deben ser procesados para poder comercializarse.

ICSID.	International Centre for Settlement of Investment Disputes.
IEA.	International Energy Agency.
IFO.	Petróleo de Uso Marino.
IGA.	Ingresos Garantizados Anuales.
IGV.	Impuesto General a las Ventas.
IMg.	Ingreso Marginal.
Indecopi.	Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual.
INEI.	Instituto Nacional de Estadística e Informática.
IPC.	International Petroleum Company Limited.
IPCC.	Intergovernmental Panel on Climate Change.
IPE.	International Petroleum Exchange of London.
IR.	Impuesto a la Renta.
IRA(s).	Infección(es) Respiratoria(s) Aguda(s).
ISC.	Impuesto Selectivo al Consumo.
ITF.	Informe Técnico Favorable.
ITINTEC.	Instituto de Investigación Tecnológico Industrial y de Normas Técnicas.
JARU.	Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios.
Kg.	Kilogramo.
KJ.	Kilojoule.
Km.	Kilómetros.
Km ² .	Kilómetros Cuadrados.
Kwh.	Kilowatt Hora.
Latam.	Región Latinoamericana, Latinoamérica.
Lb/hr.	Libras por Hora.
LGN.	Líquidos de Gas Natural.
LI.	Límite Inferior.
LOH.	Ley Orgánica de Hidrocarburos.
LS.	Límite Superior.



m ² .	Metros Cuadrados.
m ³ .	Metros Cúbicos.
MB.	Mil(es de) Barriles.
MBLS.	Miles de Barriles.
MBPD.	Miles de Barriles por Día.
MC.	Ministerio de Cultura.
MEF.	Ministerio de Economía y Finanzas.
MEGC.	Modelo de Equilibrio General Computable.
MEM.	Ministerio de Energía y Minas.
mgpm.	Mil Galones por Minuto.
MGO.	Gasóleo Marino.
MIGA.	Multilateral Investment Guarantee Agency.
Minam.	Ministerio del Ambiente.
MKg.	Miles de Kilogramos.
MMBLS.	Millones de Barriles.
MMBPD.	Millones de Barriles por Día.
MMBTU/hr.	Millón de Unidades Térmicas Británicas por Hora.
MMMBLS.	Miles de Millones de Barriles.
MMMUS\$	Miles de Millones de Dólares Americanos
MMPCD.	Millones de Pies Cúbicos al Día.
MMSCFD.	Millones de Pies Cúbicos Estándar al Día.
MMSTB.	Millones de Barriles de Petróleo Fiscalizado a Condiciones Estándar.
MMUS\$.	Millones de Dólares Americanos.
MRE.	Ministerio de Relaciones Exteriores.
MTPE.	Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo.
MUS\$.	Miles de Dólares Americanos.
MVP.	Medidor Volumétrico Patrón.
MW.	Megawatts.
MYPES.	Medianas y Pequeñas Empresas.
N2O.	Óxido Nitroso.
NOx.	Óxidos de Nitrógeno.

O. Reg.	Organismo Regulador.
OCDE.	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.
Oct.	Octanos.
ODPK.	Organización de Desarrollo de los Pueblos Kakintes.
OEE.	Oficina de Estudios Económicos.
OEFA.	Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental.
OFFS.	Bloque Offsites.
OIT.	Organización Internacional del Trabajo.
Olade.	Organización Latinoamericana de Energía.
ONDS.	Oficina Nacional de Diálogo y Sostenibilidad.
OPDH.	Otros Productos Derivados de Hidrocarburos.
OPEP.	Organización de los Países Exportadores de Petróleo.
OPEX.	Operating Expenditure, Gastos de Operación.
OR.	Oficinas Regionales.
ORAU.	Organización Regional AIDSESEP Ucayali.
Orpio.	Organización Regional de Pueblos Indígenas del Oriente.
OSAS.	Obstructive Sleep Apneas.
Osinergmin.	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
Oxl.	Obras por Impuestos.
PAS.	Procedimiento Administrativo Sancionador.
PCM.	Presidencia del Consejo de Ministros.
P.P.	Planta de Procesamiento.
PBI.	Producto Bruto Interno.
PDJ.	Procedimiento de Declaración Jurada.
Perupetro.	Perupetro S.A.
Petroperú.	Petróleos del Perú.
PGP.	Procesadora de Gas Pariñas.
PI.	Petróleo Industrial.
PM.	Partículas Suspendidas (Particulate Matter).
PMRT.	Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara.
POC.	Puesta en Operación Comercial.



pp.	Punto Porcentual.	TGP.	Transportadora de Gas del Peru.
PPE.	Precio Paridad de Exportación.	TIC.	Tecnologías de la Información y Comunicación.
PPI.	Precio Paridad de Importación.	TJ.	Terajoule.
ppm.	Partes por Millón.	TMH.	Toneladas Métricas por Hora.
PR.	Precios de Referencia.	TMPD.	Toneladas Métricas por Día.
Proinversión.	Agencia de Promoción de la Inversión Privada.	TRSSTL.	Tarifa de Transporte Adicional.
Prom.	Promedio.	TSD.	Tasa Social de Descuento.
psi.	Libras por Pulgada Cuadrada.	TUO.	Texto Único Ordenado.
RCD.	Resolución de Consejo Directivo.	U20 / U-20.	Unidad de Hidrotratamiento e Hidrogenación Selectiva de Nafta.
Relapasa.	Refinería La Pampilla S.A.	U-24.	Unidad de Visbreaking.
Reniec.	Registro Nacional de Identificación y Estado Civil.	U25.	Unidad de Isomerización de Nafta Ligera.
RLP21.	Proyecto de adecuación a nuevas especificaciones de combustibles de la refinería La Pampilla.	U26 / U-26.	Unidad de Hidrodesulfuración de Gasóleos.
RON.	Research Octane Number.	U27.	Unidad de Reformado de Nafta Pesada.
R.M.	Resolución Ministerial.	U53 / U-53.	Unidad de Regeneración de Aminas y Recuperación de Azufre.
RTKKN.	Reserva Territorial Kugapakori, Nahua, Nanti y otros.	U58.	Unidad de Hidrógeno.
scfd.	Pies cúbicos Estándar por Día (siglas en inglés).	U-62.	Edificio que alberga la subestación eléctrica y los armarios de los sistemas de control y seguridad asociados.
SCOP.	Sistema de Control de Órdenes de Pedido.	UDP.	Unidad de Destilación Primaria.
SEIN.	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.	UE.	Unión Europea.
Senace.	Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles.	USGC.	United States Geological Survey.
Sernanp.	Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas.	US\$.	Dólares Americanos.
SIMEX.	Singapore International Monetary Exchange.	U.S.	United States.
Sinanpe.	Sistema Nacional de Áreas Protegidas por el Estado.	VAB	Valor Agregado Bruto.
Sinefa.	Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.	VB.	Visbreaking.
SISE.	Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos.	VE.	Variación Equivalente.
Sisfoh.	Sistema de Focalización de Hogares.	VRAEM.	Valle del río Apurímac, Ene y Mantaro.
SO2.	Dióxido de Azufre.	WTI.	West Texas Intermediate.
SOx.	Óxidos de Azufre.	YPFB.	Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolivia.
SPH.	Sociedad Peruana de Hidrocarburos.		
STL.	Sistema de Transporte de Líquidos.		
Sunafil.	Superintendencia Nacional de Fiscalización Laboral.		
Sunat.	Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria.		
Tastem.	Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Tems de Energía y Minería.		





Semblanza

Alta Dirección de Osinergmin

En el año 2014, la Alta Dirección de Osinergmin acordó poner a disposición de la ciudadanía una serie de libros que explicaran, a los diferentes grupos de interés, las características tecnológicas, la organización industrial y de mercado, así como la regulación y supervisión de los sectores de energía y minería bajo el ámbito de competencia de Osinergmin. Para lograr este objetivo, los libros se redactaron pensando no solo en investigadores, profesionales interesados en los sectores minero-energéticos y servidores públicos, sino también en la ciudadanía en general, por lo cual se utilizó un lenguaje sencillo, didáctico, muy ilustrativo y accesible.

La colección de libros **Las industrias de la energía y minería en el Perú** se constituye en el cuerpo del conocimiento (*body of knowledge*) sobre la economía y regulación de los sectores supervisados por Osinergmin. Esperamos que esta colección contribuya a la difusión del saber alcanzado en torno a estas industrias tan importantes para el desarrollo de la economía peruana. Presentamos aquí una semblanza de la Alta Dirección de Osinergmin, la cual hizo posible la realización de esta colección.

CONSEJO DIRECTIVO

Ing. Jesús Tamayo Pacheco

Editor de la Serie



El ingeniero Jesús Tamayo Pacheco es el actual Presidente del Consejo Directivo de Osinergmin. Ha sido Miembro Colegiado del Tribunal de Solución de Controversias en el Organismo Supervisor de la Inversión en Infraestructura de Transporte de Uso Público (Ositran) y de diversos Cuerpos Colegiados Ad hoc de Osinergmin. Ha ocupado varios cargos públicos de alta dirección en el sector público. Asimismo, ha sido Jefe del Área Técnica del Fondo Italo-Peruano, así como director de Osinergmin y Ositran. Jesús Tamayo es ingeniero mecánico electricista, graduado de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). Realizó una maestría en Regulación de Servicios Públicos en la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) y cuenta con un diplomado en la especialidad de Administración del Programa Avanzado de Administración de Empresas de la Universidad ESAN.

Ing. Carlos Barreda Tamayo



El ingeniero Carlos Barreda Tamayo es el actual Vice-Presidente del Consejo Directivo de Osinergmin. Se ha desempeñado en cargos de responsabilidad gerencial en temas regulatorios, económicos y técnicos en Telefónica del Perú y el Organismo de Supervisión de la Inversión en Telecomunicaciones (Osiptel). Ha sido docente de posgrado en materia de regulación económica en la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) y en la Universidad de Lima. Se desempeña como consultor en temas de responsabilidad social, estrategia corporativa y regulación. Carlos Barreda es ingeniero economista de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) y Magíster en Administración (MBA) de la Universidad del Pacífico. Posee una especialización en Estudios Avanzados de Regulación de la Escuela de Negocios Eli Broad, de la Universidad de Michigan.

Ing. César Sánchez Modena



El ingeniero César Sánchez Modena es Miembro del Consejo Directivo de Osinergmin. Se ha desempeñado como Director Académico en la Escuela de Posgrado de la Universidad del Pacífico, además de ser docente y coordinador de las maestrías y programas de Gestión Pública, Regulación y Gestión de la Inversión Social de la Escuela. Asimismo, ha ocupado los puestos de Vice-Presidente y Miembro del Consejo Directivo de Ositran. En el sector privado ha sido funcionario de Southern Perú Limited y de SGS del Perú. Es consultor en temas relacionados al análisis de riesgo financiero, investigación, gestión y evaluación de proyectos de inversión para empresas, organismos internacionales (Banco Interamericano de Desarrollo, Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, Unión Europea) y públicos. César Sánchez es Magíster en Economía de la Universidad de Georgetown (Estados Unidos), con especialización en políticas sociales en el Instituto Latinoamericano de Doctrina y Estudios Sociales (Ilades) de Chile. Es Magíster en Administración de la Universidad del Pacífico e Ingeniero Industrial de la Universidad de Lima.



Eco. Fénix Suto Fujita



El economista Fénix Suto Fujita es Miembro del Consejo Directivo de Osinergmin. Ha asumido cargos en la administración pública como Asesor Financiero de la Dirección General de Concesiones en Transportes en el Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC) y Economista de la Gerencia de Supervisión en Ositran. Es consultor en temas económicos, financieros y regulatorios tanto en entidades públicas como privadas, tales como el Instituto de Regulación y Finanzas de ESAN, la Universidad ESAN, así como de manera independiente. Es actualmente profesor de Finanzas de la Universidad ESAN. Fénix Suto es Licenciado en Economía de la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) y es MBA de la Universidad ESAN, con especialización en Finanzas.

ALTA GERENCIA

Ing. Julio Salvador Jácome, DBA



Editor de la Serie

El ingeniero Julio Salvador Jácome es Gerente General de Osinergmin. Ha tenido a su cargo la Jefatura de Planeamiento de la empresa de transmisión eléctrica Etecen. Asimismo, se ha desempeñado como Asesor de la Alta Dirección en el Ministerio de Energía y Minas y fue Director de la empresa de distribución eléctrica SEAL de Arequipa. Inició su carrera en Osinergmin en 2001 como supervisor de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica. Posteriormente, se desempeñó como Jefe de Planeamiento y Control. En 2002 ocupó el cargo de Gerente de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos y desde 2007 hasta 2012 asumió el cargo de Gerente de Fiscalización de Gas Natural. Es actualmente profesor principal de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). Julio Salvador es ingeniero mecánico electricista de la UNI con estudios de maestría en Ingeniería de Sistemas en esa misma universidad, MBA de la Universidad ESAN y Doctor (DBA) en Administración y Dirección de Empresas de la Universidad ESADE/Ramón Llull de España.

Eco. Arturo L. Vásquez Cordano, Ph.D.



Editor General en Jefe de la Serie

El economista Arturo Vásquez Cordano es Gerente de Estudios Económico de Osinergmin. Ha trabajado como analista e investigador para una serie de instituciones, tales como el Ministerio de Agricultura y el Grupo de Análisis para el Desarrollo (Grade). Ha sido también consultor de diferentes instituciones como el Banco Central de Reserva del Perú, el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi), las Naciones Unidas (ONU) y la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua del Uruguay (Ursea). Ha sido profesor en la Universidad de Ciencias Aplicadas (UPC), la Universidad ESAN y la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP). Inició su carrera en Osinergmin en 2003, ocupando la posición de Especialista Económico de la Oficina de Estudios Económicos. Desde 2013 se desempeña como Vice-Presidente y Comisionado de la Comisión de Libre Competencia de Indecopi. Asimismo, es actualmente Profesor de Economía Minera y de Investigación de Operaciones en la Escuela de Postgrado GĒRENS, así como Profesor de Economía del Departamento de Economía de la PUCP. Arturo Vásquez es Licenciado en Economía de la PUCP, Magíster (M.Sc.) en Economía Minera y Doctor (Ph.D.) en Economía de la Minería y Energía, graduado de la Escuela de Minas de Colorado (Colorado School of Mines, Estados Unidos).





Universidad
Andina
del Cusco

Repositorio Digital



Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar, Lima 17

Teléfono: 219 3400 anexo 1057

www.osinergmin.gob.pe



DERECHOS DE AUTOR RESERVADOS



SPIJ: CONSTITUCION POLITICA, LEYES ORGANICAS Y CODIGOS\NORMAS
LEGALES\1979\ABRIL\Jueves, 12 de abril de 1979 \AGRICULTURA

Sector:

Fecha de Publicación: 12 de abril de 1979

**Aprueban Reglamento de la Ley de Comunidades Nativas y de Desarrollo Agrario de las
Regiones de Selva y Ceja de Selva**

DECRETO SUPREMO N° 003-79-AA

(*) De conformidad con el Artículo 1 de la Resolución Ministerial N° 0547-2014-MINAGRI (/spj-ext-web/detallenorma/H1111562), publicada el 01 octubre 2014, se precisa que el procedimiento administrativo de demarcación y titulación de comunidades nativas a cargo de los Gobiernos Regionales, previsto en el Decreto Ley N° 22175 y su Reglamento aprobado por el presente Decreto Supremo, no podrá quedar suspendido por superposición con áreas de los Bosques de Producción Permanente - BPP. Concluido el procedimiento administrativo de demarcación y titulación del territorio de las comunidades nativas, señalado en el párrafo anterior, los Gobiernos Regionales a cargo, deberán informar en el término de la distancia a la Autoridad Nacional Forestal y de Fauna Silvestre la actualización realizada a la base cartográfica de las comunidades nativas, para la correspondiente actualización de la base cartográfica nacional.

CONCORDANCIAS.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que el Ministerio de Agricultura y Alimentación ha elaborado el Reglamento de la Ley de Comunidades Nativas y de Desarrollo Agrario de las Regiones de Selva y Ceja de Selva, de conformidad al mandato contenido en la Cuarta Disposición Transitoria del Decreto Ley N° 22175.

DECRETA

Artículo 1. Apruébase el Reglamento de la Ley de Comunidades Nativas y de Desarrollo Agrario de las Regiones de Selva y Ceja de Selva Decreto Ley N° 22175, que consta de los siguientes Títulos, Capítulos, Artículos, Disposiciones Transitorias y Anexo sobre Definiciones de Términos:

Título Primero. De las Comunidades Nativas: Artículos 1 al 24.

Título Segundo.- De las Tierras de las Regiones de Selva y Ceja de Selva:

Capítulo Primero. Del Uso de las Tierras: Artículos 25 al 31.



Capítulo Tercero.- Del Procedimiento para la Extinción del Dominio Privado,
Valorización y Forma de
Pago de Mejoras y otros Bienes: Artículos 50 al 69.

Capítulo Cuarto.- De las Adjudicaciones en General: Artículos 70 al 93.

Capítulo Quinto.- De las Adjudicaciones en Areas Determinadas para Proyectos de
Asentamiento
Rural: Artículos 94 al 102.

Capítulo Sexto. De las Adjudicaciones en Areas No Priorizadas para Proyectos
de Asentamiento

Rural: Artículos 103 al 105.

Capítulo Séptimo. De las Adjudicaciones Especiales: Artículos 106 al 118.

Título Tercero Del Aprovechamiento Integral de los Recursos Naturales Renovables:
Artículos 119 al 127.

Título Cuarto. De la Promoción Agraria: Artículos 128 al 142.

Disposiciones Transitorias. Primera y Segunda.

Anexo. Definiciones de Términos.

Artículo 2. Cuando en el presente Reglamento se use la expresión Ley, su referencia es el Decreto Ley N° 22175 Ley de Comunidades Nativas y de Desarrollo Agrario de las Regiones de Selva y Ceja de Selva.

Artículo 3. El presente Decreto Supremo será refrendado por los Ministros de Agricultura y Alimentación y de Economía y Finanzas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veinticinco días del mes de enero de mil novecientos setentinueve.

General de División EP., FRANCISCO MORALES BERMUDEZ CERRUTTI, Presidente de la República.

General de División EP., LUIS ARBULU IBAÑEZ, Ministro de Agricultura y Alimentación.

Doctor, JAVIER SILVA RUETE, Ministro de Economía y Finanzas.

REGLAMENTO DEL DECRETO LEY N° 22175

LEY DE COMUNIDADES NATIVAS Y DE DESARROLLO AGRARIO DE LAS REGIONES DE SELVA Y CEJA DE SELVA

TITULO I

DE LAS COMUNIDADES NATIVAS



Son miembros de una Comunidad Nativa los nacidos en el seno de la misma y aquellos que, habiendo nacido en otras comunidades, residan en ella en forma permanente, así como los que sean incorporados a la Comunidad y que reúnan los requisitos que señale el Estatuto de Comunidades Nativas.

Artículo 2.

La inscripción de las Comunidades Nativas en el Registro Nacional de Comunidades Nativas se realizará de oficio o a petición de parte, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Personal técnico especializado de la Dirección Regional Agraria levantará un censo poblacional y realizará los estudios socio-económicos que determinen que la Comunidad debe ser inscrita como tal. Dichos estudios deberán precisar el tipo de asentamiento de la Comunidad (nucleado o disperso) y si se trata de una Comunidad sedentaria o que realiza migraciones estacionales;
- b) En base a lo actuado se organizará el expediente correspondiente y la Dirección Regional Agraria expedirá Resolución pronunciándose sobre la inscripción de la Comunidad en el Registro Nacional de Comunidades Nativas.
- c) En caso de impugnación de la Resolución de la Dirección Regional Agraria, el expediente será elevado a la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural para la absolución del grado.

Artículo 3.-

La incorporación al seno de la Comunidad y la declaración de pérdida de la condición de comunero a que se refiere el Artículo 9° de la Ley serán acordados por la Asamblea Comunal, conforme a las normas y el procedimiento que se establezca en el Estatuto de Comunidades Nativas.

Artículo 4.-

La demarcación del territorio de las Comunidades Nativas será realizada por personal técnico especializado de las Direcciones Regionales Agrarias.

Artículo 5.

La demarcación del territorio comunal se sujetará al siguiente procedimiento.

- a) Consentida la Resolución Directoral de Inscripción, la Dirección Regional Agraria programará la realización de una visita inspectiva en el territorio ocupado por la Comunidad Nativa con la participación de los representantes de ésta, los colindantes y ocupantes si los hubiera. De la visita se inspección se levantará acta de demarcación que será puesta en conocimiento de la Asamblea Comunal. En la misma diligencia el funcionario encargado de la inspección, requerirá de los ocupantes precarios y/o mejoreros ubicados en tierras de la Comunidad su manifestación respecto a si desean integrarse o no a la Comunidad;
- b) Practicada la diligencia de demarcación se efectuará la clasificación de tierras por capacidad de uso mayor, elaborándose los planos y memoria descriptiva e informes técnicos y sociales pertinentes;



interesados mediante carteles que se fijarán en el poblado de la Comunidad y notificación personal a los ocupantes que se encuentran en el territorio comunal, pudiendo utilizarse adicionalmente otros medios de difusión;

d) Dentro del término de 30 días contados a partir de la notificación a que se refiere el inciso anterior, los interesados podrán apelar de la Resolución. La apelación será resuelta por la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural previo informe de la Dirección General Forestal y de Fauna;

e) Consentida o ejecutoriada la Resolución, el Ministerio de Agricultura y Alimentación mediante Resolución Ministerial, aprobará el procedimiento de demarcación y dispondrá que la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural otorgue el Título de Propiedad sobre las tierras con aptitud para el cultivo y la ganadería, asimismo, que la Dirección General Forestal y de Fauna otorgue el Contrato de Cesión en Uso sobre las tierras con aptitud forestal;

La Dirección Regional Agraria, de oficio, remitirá el Título de Propiedad y plano correspondiente a los Registros Públicos de la Provincia en la cual se encuentra asentada la Comunidad, para que proceda a la inscripción gratuita de dominio.

CONCORDANCIA: **R. SUPERT. NACIONAL DE LOS REGISTROS PUBLICOS N° 157-2001-SUNARP-SN (/spij-ext-web/detallenorma/H664723)**

Artículo 6.

La incorporación de las tierras al dominio de la Comunidad a que se refiere el Artículo 12 de la Ley, se sujetará al siguiente procedimiento:

a) Al practicarse la delimitación del territorio de la Comunidad, serán demarcadas las tierras de propiedad particular que se encuentren dentro de su perímetro, efectuándose el inventario de las mejoras útiles y necesarias, construcciones, instalaciones, plantaciones, maquinaria, equipo y ganado existente para su valorización de acuerdo a Ley;

b) La valorización será aprobada por la Dirección Regional Agraria y notificada a la Comunidad y al propietario, en el centro poblado comunal, en el predio o en el domicilio que señalen en la capital de la provincia;

c) En caso de no haber acuerdo sobre el monto de la valorización, cualquiera de las partes acudirá al Fuero Agrario para que éste fije el monto correspondiente;

d) Paralelamente a la valorización la Dirección Regional Agraria iniciará el trámite de extinción de dominio, caducidad de Título de Propiedad o rescisión de contrato de adjudicación, según el caso, de acuerdo al procedimiento que se señala en el Artículo 53° del presente Reglamento.

Artículo 7.-

Los defensores de oficio adscritos a los Juzgados de Tierras, en cuya jurisdicción existen Comunidades Nativas, asumirán la defensa de los derechos de éstas respecto de las acciones que se deriven de la aplicación de la Ley y del presente Reglamento.



Con la aceptación de la valorización o lo resuelto en su caso por el Fuero Agrario, la Comunidad Nativa con el asesoramiento del Ministerio de Agricultura y Alimentación solicitará al Banco Agrario del Perú, el préstamo correspondiente para el pago del monto de dicha valorización.

Artículo 9.-

La demarcación del territorio de las Comunidades Nativas que hayan adquirido carácter sedentario, se efectuará teniendo en cuenta la superficie que actualmente ocupan en la que se incluirá lo siguiente:

- a) Los espacios donde se ubican las viviendas, centro poblado y/o servicios;
- b) Las tierras dedicadas a la actividad agropecuaria en forma individual o en común, así como las áreas boscosas comprendidas en el sistema de rotación de uso de tierras que utilizan de acuerdo a sus usos y costumbres, incluyendo las áreas en descanso ("purmas");
y
- c) Las áreas que ocupan desarrollando sus actividades de extracción forestal, recolección, caza y pesca.

Artículo 10.

Para la demarcación del territorio de Comunidades Nativas que realizan migraciones estacionales se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) Cuando las áreas donde efectúan migraciones estacionales tienen continuidad, se demarcará la totalidad de su superficie;
- b) Cuando las áreas donde efectúan migraciones estacionales no tienen continuidad, se demarcará la superficie de cada una de ellas, las mismas que en su conjunto constituirán el territorio comunal; y
- c) Si el territorio donde una Comunidad Nativa que efectúa migraciones estacionales no puede ser delimitado con exactitud, la Dirección Regional Agraria mediante Resolución determinará un área provisional que comprenda la superficie donde se presume realizan tales migraciones.

Se entiende como migración estacional, al desplazamiento temporal de una Comunidad Nativa dentro de un ámbito geográfico determinado, con fines de aprovechamiento de los recursos naturales.

Artículo 11.-

Los ocupantes precarios o mejoreros ubicados en tierras de una Comunidad Nativa, que hayan expresado su deseo de no incorporarse a la Comunidad, o aquellos cuya asimilación fuera denegada por está, serán indemnizados por las mejoras útiles y necesarias, construcciones, plantaciones, maquinaria, equipo y ganado, que acrediten haber introducido en la parcela; la valorización de las mejoras útiles y otros bienes agrarios se realizará de acuerdo al procedimiento que se señala en los incisos a), b) y c) del Artículo 6 del presente Reglamento.



El Banco Agrario del Perú otorgará a la Comunidad Nativa el préstamo que fuera necesario para el cumplimiento de lo dispuesto en los Artículos 6 y 11 del presente Reglamento, fijando los plazos de los reembolsos de acuerdo a la naturaleza y condición de los bienes agrarios y ganado que la Comunidad deba adquirir.

Artículo 13.-

Los pagos que por aplicación de lo dispuesto en el presente título, deba realizar la Comunidad Nativa serán preferentemente aplicados a la cancelación de los beneficios sociales de los trabajadores estables existentes en el predio. Para este efecto la Comunidad Nativa depositará el monto de la valorización a la orden del Juez de Tierras respectivo quien procederá a su entrega al propietario, deduciendo lo que corresponda a los beneficios sociales insolutos y préstamos no pagados al Banco Agrario del Perú.

Artículo 14.

Si el territorio delimitado resulta insuficiente para la satisfacción de las necesidades de la población de una Comunidad Nativa se adjudicará a ésta las tierras que requieran, preferentemente colindantes o cercanas a su territorio.

Artículo 15.-

La Dirección Regional Agraria, a solicitud de los interesados, reubicará preferentemente a los conductores u ocupantes de tierras a que se refieren los Artículos 6 y 11 del presente Reglamento.

Artículo 16.-

Para realizar actividades educativas o asistenciales de cualquier naturaleza en beneficio de las Comunidades Nativas, las personas naturales o jurídicas de derecho privado, incluyendo las entidades religiosas cualquiera fuera su credo, deberán ser autorizadas por el Ministerio de Agricultura y Alimentación, previa autorización que corresponda otorgar a los Sectores respectivos.

Dicha autorización se hará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Los interesados presentarán una solicitud de autorización a la Dirección Regional Agraria correspondiente o a la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural, adjuntando el Plan de Trabajo, especificando objetivos y metas del proyecto, metodología a emplearse, presupuesto, fuentes de financiamiento debidamente acreditadas, relación con los Sectores Públicos comprometidos y Comunidades comprendidas;
- b) La Dirección Regional Agraria, en el término de los 30 días siguientes a la fecha de recepción de la solicitud y en coordinación con la Dirección Regional del Sector correspondiente, someterá el Plan de Trabajo a las Comunidades comprendidas dentro del mismo, recogiendo sus pareceres mediante acta de acuerdo de Asamblea;



antecedentes a la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural, la misma que los remitirá al Sector u Organo que corresponda para su autorización respectiva;

d) En base a lo actuado, el Ministerio de Agricultura y Alimentación mediante Resolución Ministerial aprobará el Plan de Trabajo, autorizará la ejecución de las actividades previstas que para cada caso se establecerán, y dispondrá que la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural inscriba a la solicitante en el Registro respectivo que para tal fin llevará.

Artículo 17.

Las personas naturales o jurídicas de derecho privado, para realizar investigaciones de cualquier naturaleza en los territorios de las Comunidades Nativas, serán autorizadas de acuerdo al procedimiento que se señala en el Artículo anterior, quedando obligadas a entregar al Ministerio de Agricultura y Alimentación diez ejemplares de los resultado de la investigación que serán distribuidos en la siguiente forma: uno a la Comunidad Nativa, uno a la Dirección Regional Agraria en cuyo ámbito se encuentra la Comunidad, uno al Centro de Documentación del Sector Agrario, uno a la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural uno al Ministerio que le compete, cuatro a la Biblioteca Nacional y uno a la Biblioteca Municipal de la Capital de la Provincia donde se encuentra ubicada la Comunidad.

Artículo 18.-

Las autorizaciones serán levantadas por incumplimiento de las condiciones señaladas en la respectiva Resolución Ministerial o a petición de las propias Comunidades comprendidas dentro del Plan de Trabajo.

Artículo 19.-

Los Sectores Públicos correspondientes ejercerán la supervisión y evaluarán periódicamente las actividades que realizan las personas naturales o jurídicas de derecho privado a que se refieren los Artículos 16 y 17 del presente Reglamento, y dispondrán las medidas correctivas a que hubiere lugar, poniéndolas en conocimiento del Ministerio de Agricultura y Alimentación.

Artículo 20.-

El Ministerio de Agricultura y Alimentación a través de sus Direcciones Regionales, coordinará con el Organismo Público competente, la instalación en cada Comunidad Nativa de un Registro de Estado Civil.

Artículo 21.-

La Asamblea General es el Organo máximo de la Comunidad y está constituida por todos los comuneros debidamente inscritos en el Padrón de Comuneros. La modalidad de tomar decisiones estará de acuerdo a las costumbres de la Comunidad.

Artículo 22.-



organicen empresarialmente designarán un Secretario de Secretario de Producción y Comercialización. De preferencia los cargos directivos recibirán la denominación en la lengua propia de la Comunidad. Sus funciones serán las siguientes:

- a) El Jefe de la Comunidad es el representante legal de la Comunidad para todos los actos que la comprometan en lo económico, judicial y administrativo;
- b) El Secretario es el encargado de conducir y conservar los Libros de Actas, el Padrón de Comuneros y otros documentos de carácter administrativo de la Comunidad, suscribiendo conjuntamente con el Jefe, los documentos de trámite administrativo;
- c) El Tesorero es el responsable del manejo y conservación de los fondos, bienes y libros contables de la Comunidad, suscribiendo los documentos contables conjuntamente con el Jefe;
- d) El Secretario de Producción y Comercialización es el encargado de organizar, coordinar y ejecutar las acciones propias del funcionamiento empresarial de la Comunidad Nativa.

CONCORDANCIAS: [R.Nº 038-2013-SUNARP-SN, Segunda Disp. Comp. y Final \(Inscripción de nombramiento de integrantes de órganos y de representantes de Comunidades Nativas\) \(/spij-ext-web/detallenorma/H1073502\)](#)

Artículo 23.

Las Direcciones Regionales Agrarias, otorgarán las credenciales correspondientes a los miembros de las Juntas Directivas de las Comunidades Nativas.

Artículo 24º.

Con el propósito de promover la educación integral y la capacitación permanente de los miembros de las Comunidades Nativas, tanto en el campo de la organización y administración comunal, como en el aspecto técnico, agropecuario y forestal, los Comités Zonales de Capacitación implementarán las acciones que sean necesarias para tales fines.

TITULO II

DE LAS TIERRAS DE LAS REGIONES DE SELVA Y CEJA DE SELVA

CAPITULO I

DE USO DE LAS TIERRAS

Artículo 25.

Las tierras de las Regiones de Selva y Ceja de Selva se usarán en armonía con el interés social. Cualquiera que fuera su causa, denominación o modalidades, son nulas las obligaciones existentes a la fecha de vigencia de la Ley 22175 o las que se originen en el futuro, relativas a prestación de servicios personales en compensación parcial o total del uso de las tierras.



Las infracciones a la Legislación Laboral serán sancionadas de oficio o a petición de parte por el Ministerio de Trabajo.

La concesión de uso gratuito de una parcela no mayor de una hectárea al trabajador estable de un predio no lo convierte en feudatario o arrendatario, siempre que goce de los beneficios de la Legislación Laboral. Dicha parcela deberá considerarse como dotación de vivienda para los efectos indemnizatorios.

Artículo 26.

La clasificación de las tierras por Capacidad de Uso Mayor se efectuará aplicando las normas contenidas en el Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 0062-75-AG de 22 de Enero de 1975, aplicándose las equivalencias siguientes:

- a) Las tierras "con aptitud para el cultivo", corresponden a las tierras aptas para cultivo en limpio (A) y a las tierras aptas para cultivo permanente (C);
- b) Las tierras "con aptitud para la ganadería", corresponden a las tierras aptas para pastoreo (P);
- c) Las tierras "con aptitud forestal", corresponden a las tierras aptas para la producción forestal (F) y a las tierras de protección (X).

La clasificación podrá ser ejecutada por Entidades del Estado o particulares y, en cualquier caso, deberá ser aprobada por la Dirección Regional Agraria.

Artículo 27.

Las tierras pertenecientes a grupos de Capacidad de Uso Mayor de calidad agrológica superior podrán ser destinadas a cultivos, ganadería y/o plantaciones que requieran normalmente una menor calidad agrológica, cuando de esta forma se obtenga un rendimiento superior al que se obtendría de su utilización con los fines señalados en la clasificación.

Las tierras destinadas al cultivo de forrajes a que se refiere el penúltimo párrafo del Artículo 29 de la Ley, serán consideradas como tierras para la ganadería cuando cumplan las condiciones establecidas en el párrafo anterior.

Artículo 28.-

La Capacidad de Uso Mayor Forestal determinada en tierras dedicadas a la actividad agropecuaria, podrá ser modificada cuando se efectúen obras de ingeniería o manejo de suelos que, a juicio de la Dirección General Forestal y de Fauna, implique cambio en la capacidad de uso de la tierra.

Artículo 29.-

En los procedimientos de extinción de dominio o caducidad de títulos de propiedad la Dirección Regional Agraria efectuará obligatoriamente el estudio de la Capacidad de Uso Mayor de las Tierras. La Resolución Regional que se pronuncie por la extinción o caducidad del área que por tener aptitud forestal es de dominio público.



Las áreas con Capacidad de Uso Mayor Forestal que no excedan de 5 Has. y se encuentren diseminados en tierras con aptitud para el cultivo y/o la ganadería, sujetas a los procedimientos de adjudicación, transferencia, cesión en uso o de demarcación de territorios de Comunidades Nativas y que en conjunto no superen un quinto de la superficie total, serán comprendidas como parte de ellas, sin perjuicio de la obligación que contrae el conductor sobre el uso racional de los bosques.

Artículo 31.

El establecimiento de las servidumbres ordinarias y de las previstas en el Artículo 31 de la Ley, no dará lugar al pago de indemnización alguna a favor del propietario del predio sirviente. En caso de que la servidumbre afectara la explotación de la integridad del predio, el propietario o el poseedor tendrá derecho a ser reubicado en el asentamiento más cercano que efectúe la Dirección Regional respectiva, sin perjuicio de que el ejecutante de la obra le abone el valor de los bienes que hubiese introducido.

CAPITULO II

DEL DOMINIO DE LAS TIERRAS

Artículo 32.

El derecho de propiedad, uso y explotación de las tierras en las regiones de Selva y Ceja de Selva se sujetarán exclusivamente a las normas contenidas en el Decreto Ley 22175 y en el presente Reglamento.

Artículo 33.

Pertencen al dominio del Estado, las tierras de Selva y Ceja de Selva que aún no han sido otorgadas en propiedad o no hayan sido legítimamente adquiridos por particulares.

También pertenecen al Estado las tierras que reviertan o se incorporan a su dominio por las causales previstas en los Artículos 32, 34, 35 y 53 de la Ley.

Artículo 34.

Son tierras legítimamente otorgadas a particulares aquellas que han sido adquiridas en propiedad con arreglo a las disposiciones de la Legislación de Tierras de Montaña y demás disposiciones sobre la materia.

Artículo 35.

Se considera como parte explotada del predio las porciones utilizadas para rotación de uso de tierras, las que en conjunto no podrán exceder de una extensión igual a la conducida con cultivos y/o pastos, así como las áreas cubiertas con vegetación primaria en los porcentajes de 15 y 30% de la superficie total de los predios agrícolas y/o ganaderos respectivamente y las tierras con aptitud forestal que hayan sido comprendidas en aplicación del Artículo 30º del presente Reglamento.

Artículo 36.



no supere los límites fijados en los Artículos 57, 63 y 64 de la Ley, según el caso. La superficie restante podrá ser adjudicada a terceros, teniendo el ocupante derecho a la indemnización por las mejoras introducidas.

Artículo 37.

Los predios rústicos de dominio privado del Estado, ubicados en las Regiones de Selva y Ceja de Selva, cualquiera que sea la Autoridad Administrativa o Servicio Público a que estén adscritos serán transferidos gratuitamente a la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural para su posterior adjudicación de conformidad con la Ley. Están exceptuados de esta medida los predios o la parte de ellos dedicados por las Entidades o Servicios Públicos al cumplimiento de sus propios fines de modo directo y sin derivar de ellas renta alguna, mientras se mantengan en esta situación.

Artículo 38.-

A mérito de la Resolución Suprema que apruebe el procedimiento de transferencia, los Registros Públicos, correspondientes cancelarán los asientos registrales, inscribiendo el predio a nombre de la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural, con conocimiento de la Dirección General de Bienes Nacionales.

Artículo 39.

Las personas que al 11 de Mayo de 1978 sean propietarias de predios rústicos ubicados en las Regiones de Selva y Ceja de Selva, que los hayan adquirido legítimamente, podrán mantener bajo su dominio las áreas que han incorporado a la explotación agrícola o pecuaria, sea cual fuere su superficie, siempre que vengán ejerciendo su posesión inmediata.

Se considera como parte de las tierras incorporadas a la explotación agropecuaria, las áreas a que se refiere el Artículo 35 del presente Reglamento.

Las áreas restantes que no haya sido incorporadas a la actividad agropecuaria, revertirán o se incorporarán al dominio del Estado según sea el caso, de acuerdo con el procedimiento establecido en los Artículos 53, 54 y 55 del presente Reglamento.

Artículo 40.

Para los efectos del Artículo anterior existe posesión inmediata cuando el titular reside en el predio, en un lugar vecino a éste o en la capital de la provincia más cercana y es responsable de la gestión económica, financiera y laboral de la Empresa Agropecuaria.

Artículo 41.

Se declarará la extinción de dominio de los predios rústicos pertenecientes a sociedades mercantiles que al 11 de Mayo de 1978, no se hubieran transformado en Sociedades de Personas o que no hayan transferido los predios de su propiedad a personas calificadas. El procedimiento de extinción de dominio se sujetará a las normas establecidas en los Artículos 53, 54 y 55 del presente Reglamento.

Artículo 42



a) En primer lugar deberá reservarse las unidades agrícolas familiares determinadas según lo dispuesto en el Artículo 79° del presente Reglamento, necesarias para ser transferidas a los trabajadores estables debidamente calificados, que hayan expresado su voluntad de adquirirlas. Dicha opción deberá ser manifestada por los trabajadores ante la Autoridad de Trabajo que practique la liquidación de los beneficios sociales, quien deberá hacerla de conocimiento de propietario y de la Dirección Regional Agraria correspondiente. El precio de venta de las unidades agrícolas no podrán pactarse por un valor superior al que resulte de aplicar el arancel de áreas rústicas vigente. El pago del precio se efectuará en 10 anualidades iguales, con interés del 7% anual al rebatir, salvo que los trabajadores deseen hacerlo en menor plazo o cancelarlo; y

b) El área restante que resulte de la aplicación del inciso anterior podrá parcelarse en unidades no menores a diez hectáreas de tierras de cultivo de secano o cinco hectáreas de cultivo bajo riego, ni mayores a los límites señalados en los Artículos 57, 63 y 64 de la Ley, según la ubicación del predio y la naturaleza jurídica del adquirente.

Artículo 43.

Cuando se trate de un predio con área de aptitud para el cultivo y la ganadería, podrán constituirse unidades mixtas, utilizándose para la determinación del límite máximo de las unidades la equivalencia de una hectárea de tierras de cultivo bajo riego por dos hectáreas de tierras de cultivo de secano o veinte hectáreas de tierras con aptitud para la ganadería.

Artículo 44.

Cuando la partición se efectúe en predios colindantes con áreas ocupadas por campesinos deficitarios, éstos tendrán derecho preferente a la adquisición de los lotes resultantes por el precio de venta señalado en el inciso a) del Artículo 42 del presente Reglamento.

Artículo 45.

Para la aprobación de la partición de un predio el propietario deberá presentar a la Dirección Regional Agraria correspondiente la documentación siguiente:

- a) Solicitud dirigida al Director Regional;
- b) Título inscrito en el Registro de la Propiedad Inmueble, copia literal certificada de dominio y certificado de gravamen que abarque un período no menor de treinta años a una fecha comprendida dentro de los treinta días anteriores a la presentación de la solicitud;
- c) Plano o croquis de ubicación del predio con relación a la capital de la provincia o del distrito más cercano;
- d) Plano en dos ejemplares debidamente autorizado, con indicación de las parcelas resultantes, de los sistemas de riego y drenaje en su caso y de las vías de acceso que hagan posible el ingreso a cada parcela. Aprobada la partición, uno de los ejemplares del plano será devuelto al interesado para los fines del caso;



existentes y descripción de linderos referidos a los puntos cardinales y a los accidentes naturales;

- f) Estudio de clasificación de tierras por su capacidad de uso mayor;
- g) Certificación de la Autoridad de Trabajo sobre el número de trabajadores del predio; y
- h) Modelo al que se ceñirán los contratos de compra-venta.

Artículo 46.-

La Dirección Regional Agraria dictará la Resolución de aprobación previa las comprobaciones técnicas y legales que juzgue necesarias sobre el cumplimiento de los requisitos que señala el presente Capítulo.

Si encuentra observaciones deberá formular todas ellas en una sola oportunidad dentro del plazo de treinta días de recibida la solicitud, otorgando al peticionario un plazo prudencial no menor de quince días ni mayor de tres meses para subsanarlas, a cuyo vencimiento si no la subsana, se tendrá por no presentada la solicitud, disponiéndose su archivamiento.

Si vencido el plazo de treinta días y transcurrido además otros treinta, la Dirección Regional no plantea observación alguna ni expide la Resolución aprobatoria, el solicitante considerará denegada su petición y podrá apelar ante la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural, sin perjuicio de la responsabilidad a que hubiere lugar.

Artículo 47..-

La Resolución de aprobación o las observaciones formuladas por la Dirección Regional Agraria según sea el caso, será notificada en el domicilio que señale el peticionario, en la ciudad sede de la Dirección Regional o en el poblado más cercano a su residencia.

Artículo 48.-

Contra las observaciones formuladas por la Dirección Regional Agraria el interesado podrá interponer apelación por ante la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural, dentro de los quince días de su notificación.

Dicha Dirección General absolverá el grado dentro del plazo de treinta días de haber recibido el expediente.

Artículo 49.-

Para la aprobación de una independización, el propietario deberá presentar a la Dirección Regional Agraria correspondiente la minuta en que conste la independización y transferencia, acompañada de los documentos señalados en los incisos a), b) y c) del Artículo 45 del presente Reglamento; así como plano del predio en dos ejemplares debidamente autorizados con indicación del área materia de la independización.

El procedimiento será el señalado en los artículos anteriores para las particiones.



Artículo 50.-

La extinción de dominio consiste en declarar fenecido el derecho de propiedad sobre tierras de Selva y Ceja de Selva, cuyo título no haya sido otorgado por el Estado y cuando el propietario no ejerce la posesión inmediata del predio.

Artículo 51.-

La caducidad consiste en dejar sin efecto el Título de Propiedad otorgado por el Estado sobre tierras de Selva y de Ceja de Selva en aplicación de la Legislación de Tierras de Montaña, si han sido incumplidas las condiciones establecidas al momento de su otorgamiento.

Artículo 52.

Se declarará de dominio del Estado las tierras sobre las que no se acredite título de propiedad suficiente por no haber sido legítimamente otorgado. En este caso los ocupantes tendrán derecho preferente a la adjudicación de las áreas que trabajan.

Artículo 53.

La extinción de dominio y caducidad de las concesiones y títulos de propiedad de las tierras de Selva y Ceja de Selva se iniciarán de oficio o/a petición de parte y en cualquier caso el procedimiento a seguir será el siguiente:

a) La Dirección Regional Agraria dispondrá la realización de una diligencia de Inspección Ocular citando al propietario, ocupantes y colindantes del predio, mediante carteles que se fijarán durante ocho (8) días en el predio, en el local de los Consejos Municipales de la provincia y distrito respectivo y de la Oficina Agraria más cercana al predio. Los carteles deberán de contener lo siguiente:

- Fecha de diligencia a efectuarse;
- Denominación, ubicación y superficie del predio;
- Nombre del propietario;
- Objeto de la inspección ocular;
- Nombre del funcionario que notifica y fecha de la notificación.

b) La diligencia de inspección ocular del predio se practicará dentro de los veinte (20) días siguientes al último encartelamiento y tendrá por objeto verificar lo siguiente:

- Area ocupada con plantaciones y/o cultivos, existencia de construcciones, instalaciones, maquinaria, equipo, ganado y mejoras; indicándose la naturaleza, estado y propiedad de cada bien;
- Area, ubicación y edad aproximada de la vegetación secundaria (purmas)
- Area inexploradas y/o existencia de tierras a que se refiere el artículo 81, de la Ley;

Por el propietario; y



c) De la diligencia de inspección ocular se levantará Acta que deberá contener las especificaciones precisadas en el inciso anterior, las manifestaciones u observaciones de los concurrentes, así como un informe sobre la existencia de bienes agrarios útiles y necesarios. El Acta deberá de ser suscrita por los que participan en la diligencia;

d) Si por causas de fuerza mayor debidamente comprobadas la diligencia de inspección ocular no se realiza en la fecha y hora señalada, se entenderá automáticamente postergada para la misma hora del tercer día siguiente, sin necesidad de nueva citación. Si el tercer día siguiente, no fuera laborable, la diligencia se realizará en el subsiguiente día hábil;

e) Con el Acta de Inspección Ocular y los Informes Técnicos y Legales del caso, la Dirección Regional Agraria dictará Resolución, la que deberá ser notificada dentro de los quince (15) días, a partir de su expedición en el predio o en el domicilio señalado por el interesado en el capital de la provincia en que se ubique el predio.

El pronunciamiento administrativo se fundamentará en las constataciones efectuadas en la inspección ocular, no teniendo efecto jurídico alguno para este procedimiento, las modificaciones sobre tenencia y/o propiedad de la tierra rústica que se produzcan con posterioridad a tal diligencia.

La Resolución Regional deberá disponer además la valorización del ganado, plantaciones, construcciones instalaciones y demás mejoras introducidas, que deben ser materia de adquisición en aplicación del artículo 39° de la Ley.

f) Dentro de los quince (15) días siguientes a la notificación el propietario o cualquier persona que estime preterido su derecho podrá apelar de dicha Resolución Regional ante la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural, la que absolviendo el grado solicitará, en su caso, la expedición de la respectiva Resolución Ministerial. De no haberse interpuesto recurso de apelación, el Director Regional, mediante proveído, declarará consentida la Resolución Regional y elevará el expediente a la referida Dirección General, la que tramitará la expedición de la resolución Ministerial correspondiente.

Con la elevación del expediente de exrinción de dominio o de caducidad de título, se elevará la valorización de los bienes agrarios, ganado y mejoras útiles y necesarias existentes en el predio.

g) La Resolución Ministerial, aprobará el procedimiento seguido declarará incorporadas o revertidas las tierras al dominio del Estado, según sea el caso, dispondrá la cancelación de los asientos registrales y la inscripción del predio a nombre de la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural y autorizará a ésta la adquisición del ganado, así como de las plantaciones, instalaciones, maquinarias, equipo y demás mejoras útiles y necesarias para explotación económica de la unidad.

La Resolución Ministerial será publicada en el Diario Oficial "El Peruano", y notificada en la forma prevista en el inciso e) del presente Artículo, con lo cual concluye la vía administrativa.

(* Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo 44-83-AG publicado el 25 de Junio de 1983.



La declaración de dominio a que se refiere el Artículo 52 del presente Reglamento se ceñirá al procedimiento señalado en el Artículo anterior, en cuanto fuera aplicable, no siendo procedente la adquisición de las mejoras.

En la Resolución que ponga término al procedimiento de declaración de dominio, se dispondrá que la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural otorgue al conductor directo que ha invocado presunta propiedad del predio, el respectivo contrato de adjudicación gratuita sobre las áreas con aptitud para el cultivo y la ganadería que haya incorporado a la actividad agropecuaria.

Para los efectos de lo establecido en el párrafo anterior, expedida la Resolución de primera instancia, la Dirección Regional Agraria organizará el expediente de adjudicación en armonía con las normas contenidas en el presente Reglamento y lo elevará conjuntamente con el de declaración de dominio del predio a la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural.

Artículo 55.

No habiéndose interpuesto recurso de amparo o declarado infundado éste, la Dirección Regional solicitará al Juez de Tierras respectivo ordene la inscripción de dominio de las tierras en los Registros Públicos a favor de la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural y pedirá la inmediata posesión de los bienes valorizados, bajo inventario, depositando con la demanda el valor del justiprecio a la orden del Juez.

Artículo 56.-

El procedimiento para la toma de posesión de los bienes agrarios y la notificación de la valorización y demás acciones que se deriven, se sujetarán, en cuanto sean aplicables, a las normas contenidas en el Decreto Supremo N° 0159-74-AG, de 20 de Febrero de 1974, duplicándose los plazos en él establecidos. La valorización podrá ser impugnada ante el Juzgado de Tierras dentro de los dos meses de notificada, correspondiendo al impugnante la carga de la prueba.

Artículo 57.

Para los efectos de la aplicación del artículo 39° de la Ley, entiéndase por construcciones, las edificaciones o fábricas y por instalaciones las que, estando adheridas físicamente al suelo, no pueden ser separadas de éste sin destruir, deteriorar o alterar el predio, por constituir parte integrante del mismo, tales como canales de regadío, pozos, estanques, bañeras, hornos, tanques subterráneos, cercas, etc. Compréndase en el rubro construcciones e instalaciones aquellas que por su estructura pueden ser objeto de movilización, tales como casas pre-fabricadas, silos, etc.; por mejoras útiles y necesarias, a las labores efectuadas en la habilitación de las tierras con fines agropecuarias, las mismas que para ser indemnizadas deberán ser acreditadas por el propietario con documentos contables y/o mediante la inspección ocular del predio rústico; y por plantaciones, el conjunto de vegetales introducidos en un predio y cuyos frutos o productos son susceptibles de explotación económica por más de dos campañas. Así mismo, entiéndase por equipo, el conjunto de bienes accesorios de la maquinaria agrícola, mobiliario de oficina, instrumental ganadero, etc., que se acredite haber introducido para los fines específicos del predio.



Artículo 58.

El valor que se le asigne a las construcciones, instalaciones, maquinarias y equipo necesario para la explotación económica de la unidad de producción, será el valor de reposición del bien considerado con características análogas, depreciado por antigüedad, estado, estado de conservación y uso. Para su cálculo se tendrá presente las exoneraciones tributarias que existieron en el momento en que se construyó o adquirió el bien.

Los bienes que no se hubieran destinado al fin económico de la explotación o que no puedan ser utilizados en ésta, no serán materia de valorización, pudiendo ser retirados del predio por su propietario.

Artículo 59.

La valorización de plantaciones permanentes, se efectuará según el costo de su instalación, el que estará constituido por la acumulación exclusiva de los gastos necesarios para la instalación de la plantación hasta que ésta empiece a rendir económicamente, más sus intereses anuales de acuerdo a las tasas establecidas por el Banco Agrario del Perú para préstamos de sostenimiento, debiendo incluirse en este caso, los gastos incurridos en la habilitación de las tierras por concepto de desarrollo físico.

Para plantaciones en pleno rendimiento económico, por cada año transcurrido, se considerará una amortización de los costos de instalación en proporción al número de años de vida económica probable.

Los cultivos anuales no serán valorizados, otorgándose plazo de recojo de cosecha.

Artículo 60.

Si la densidad de la plantación no fuera normal, la valorización se reajustará según la siguiente escala:

Densidad Normal / Ha.	% Castigo al Valor Básico
100%.....	0
90%.....	10
80%.....	20
70%.....	30
60%.....	40
50%.....	60
Menos de	
50%.....	80

Las plantaciones mixtas se valorizarán separadamente y conforme a sus costos específicos, en caso los artículos anteriores.



Artículo 61.-

Las especies aisladas se valorizarán individualmente. Cuando el rendimiento económico de una plantación fuera nulo, se calculará el valor de ésta como leña, siempre que sea susceptible de tal aprovechamiento.

Artículo 62.-

Las especies maderables se valorizarán de acuerdo a su valor en la época en que lleguen los árboles a su etapa comercial, debiendo hacerse los descuentos proporcionales al número de años que faltaren para alcanzar dicho desarrollo, tomándose en cuenta el estado en que se encuentren. Para su cálculo se tomará como base, los precios que se pagan por el árbol en pie, sin considerar gastos de corte, carguío y transporte.

Artículo 63.

En el caso de plantaciones permanentes, a excepción de las de cosecha continua, se concederá plazo de recojo de la cosecha anual, siempre que ésta se efectúe dentro de los seis meses posteriores a la fecha de la toma de posesión.

Artículo 64.

Para casos de terrenos en limpio, la habilitación de tierras, deberá ser indemnizada en la proporción en que su costo no haya sido recuperado con la explotación de los recursos naturales y/o cultivos y siempre que sea útil de conformidad con las prácticas agronómicas usuales en la zona.

No serán indemnizadas las mejoras por concepto de habilitación de tierras con fines agrícolas, en terrenos empurmados.

Artículo 65.

Para efectos de la valorización de ganado, entiéndase como "Precio de Mercado" para las especies bovino, ovino y caprino criados con la finalidad de producción de carne y/o leche y/o lana, al producto del peso vivo del animal por el precio oficial fijado en las ciudades sedes de las Direcciones Regionales Agrarias para un kilogramo de peso vivo de la especie respectiva, más las bonificaciones que corresponda, considerando raza, registro, grado de cruzamiento, edad, producción, rendimiento en carcaza al beneficio y aptitud para la reproducción, etc.

Artículo 66.

Las bonificaciones a que se refiere el artículo anterior y la determinación del "Precio de un Kilogramo de Peso Vivo", cuando no existe valor oficial de éste, así como el precio de mercado de los animales menores de veinticuatro meses, será calculados para cada especie siguiendo el mismo procedimiento y aplicando las mismas escalas que figuran en los Títulos, Capítulos y Artículos correspondientes de los Decretos Supremos N° 18169AP, 93673AG, 73675-AG y 41077AG, en lo que fuera pertinente.

Artículo 67.-



de Peso Vivo". En caso de comprobarse que el bovino ha sido adiestrado para el trabajo, el precio de mercado recibirá una bonificación adicional por este concepto de acuerdo a la siguiente tabla:

Edad en Años	Bonificación
2-3 años	20%
3-4 años.....	18%
4-5 años.....	16%
5-6 años.....	14%
6-7 años.....	12%
7-8 años.....	10%
8-9 años.....	8%
9-10 años.....	6%
10-11 años.....	4%
11-12 años.....	2%
Más de 12 años.....	0%

Artículo 68.

La determinación del"Precio de Mercado"de ganado equino destinado a la reproducción y/o trabajo se hará de acuerdo al siguiente procedimiento:

1. Se determinara previamente el"Precio de Plaza"o precio de comercialización en el mercado más cercano al centro de producción, de un equino de 5 a 6 años con similares características en cuanto a raza, calidad y condiciones para el trabajo.
2. Una vez obtenido el"Precio de Plaza", el precio de mercado del equino será determinado multiplicando este valor por los factores que aparecen en la siguiente tabla, de acuerdo a la edad del animal en proceso de valorización:

Edad del Equino	Factor de Determinación
Valorizado	del Justiprecio
0-6 Meses.....	0.10
6-12 Meses.....	0.26
1-2 Años.....	0.42
2-3 Años.....	0.58



4-5 Años.....	0.90
5-6 Años.....	1.00
6-7 Años.....	0.92
7-8 Años.....	0.84
8-9 Años.....	0.75
9-10 Años.....	0.67
10-11 Años.....	0.59
11-12 Años.....	0.51
12-13 Años.....	0.43
13-14 Años.....	0.35
Más de 14 Años	0.30

Los equinos que por avanzada edad o cualquier otra circunstancia se consideren no aptos para el trabajo, no serán adquiridos.

Artículo 69.-

Para el caso de ganado criado con finalidad diferente a la indicada en los artículos precedentes u otras especies cuya valorización no ha sido contemplada en el presente Reglamento, la determinación del "Precio de Mercado" será encargada a una Comisión conformada por no menos de dos especialistas nombrados para tal fin, por Resolución del Ministerio de Agricultura y Alimentación.

CAPITULO IV

DE LAS ADJUDICACIONES EN GENERAL

Artículo 70.

La adjudicación de las tierras con fines agropecuarios se efectuará a título gratuito por la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural, con excepción de los casos señalados en los Artículos 70 y 76 de la Ley.

Las construcciones, instalaciones, mejoras útiles y necesarias, maquinaria, equipo, plantaciones y ganado, se adjudicarán por el valor de adquisición en veinte anualidades sin intereses, salvo que el beneficiario prefiera hacerlo en menor plazo.

La concesión de años muertos podrá acordarse en los casos que los bienes que se adjudiquen no estén en condiciones inmediatas de generar excedentes económicos suficientes para pagar las anualidades previstas.

El número de años muertos por concederse, que no podrá ser mayor de cinco, deberá estar en todo caso, en función directa al tiempo requerido para que el adjudicatario obtenga capacidad de pago.



Cuando en la unidad adjudicada se presente hechos fortuitos debido a causas naturales, económicas o sociales que no le permitan al beneficiario el pago de sus obligaciones establecidas en el contrato de adjudicación, la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural podrá prorrogar los años muertos concedidos u otorgarlos en cualquier caso, hasta un máximo de cinco.

Artículo 72.

En caso de empresas adjudicatarias de tipo asociativo a las que no se les haya otorgado años muertos o se les haya concedido en número menor a cinco, el otorgamiento o ampliación de años muertos estará condicionado a la presentación de los siguientes documentos:

Copia certificada del Acta de la Asamblea donde se planteó la situación de la empresa y se acordó peticionar la concesión de años muertos;

Balance General del último ejercicio económico clasificado en sus cuentas del Activo y Pasivo;

- Estado de Ganancias y Pérdidas correspondientes también al último ejercicio;

Copia del Plan de Explotación del ejercicio en vigencia;

Estado de Ganancias y Perdidas y Flujo de Caja, proyectado para la campaña siguiente al ejercicio donde nace la mora; y,

Fundamentación de la petición de años muertos.

La Dirección Regional Agraria, previa evaluación y opinión técnica y económica elevará el expediente a la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural para la expedición de la Resolución Directoral pertinente.

Artículo 73.

Las personas naturales que soliciten la adjudicación de tierras en las Regiones de Selva y Ceja de Selva deberán apersonarse a la Dirección Regional Agraria, la misma que previas las constataciones que estime convenientes e informes del caso, expedirá la Resolución de Calificación, la que podrá ser apelada dentro del plazo de quince días de notificada, correspondiendo a la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural pronunciarse en última instancia administrativa sobre el derecho del apelante.

Artículo 74.

Para acreditar las condiciones establecidas en Artículo 45 de la Ley se tendrá en cuenta lo siguiente:

a) Para las condiciones de la nacionalidad peruana y mayoría de edad o capacidad civil, podrá utilizarse cualquiera de los siguientes documentos:

Partida de Nacimiento o de Bautismo legalizada para los nacidos con anterioridad a 1936;

Partida de Matrimonio;



b) Para la condición de no ser propietario de tierras rústicas en el territorio nacional o poseerlas en extensiones inferiores a diez hectáreas de secano se efectuará Declaración Jurada en formularios que la Dirección Regional proporcionará para tal efecto.

Artículo 75.

Las personas a que se refieren los Artículos 32 inciso e), 47 y 53 de la Ley, para ser calificados con derecho a la adjudicación de las tierras que ocupan y explotan, deberán acreditar las condiciones previstas en el Artículo anterior, así como la de residir en el predio o en un lugar cercano compatible con la conducción del mismo. El procedimiento de calificación se ceñirá a las normas contenidas en el Artículo 73 del presente Reglamento.

Artículo 76.

La Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural dictará las normas necesarias para efectuar el reordenamiento predial a que se refiere el segundo párrafo del Artículo 47 de la Ley.

Artículo 77.-

La adjudicación de tierras con fines agropecuarias no comprenderá además de lo previsto en el Artículo 51 de la Ley, las fojas marginales de los recursos acuíferos, cuyo dimensionamiento deberá ser fijado en cada caso por la Administración Técnica de Aguas en armonía con lo previsto en el Artículo 21 del Decreto Supremo N° 929-73-AG "Reglamento del Título VI de la Ley General de Aguas". Decreto Ley N° 17752, o de no existir dicha Administración, por el jefe del Distrito Forestal más próximo. ()*

(*) Artículo derogado por el Artículo Segundo del Decreto Supremo N° 81-82-AG (/spij-ext-web/detallenorma/H725852), de fecha 22 de julio de 1982.

Artículo 78.-

Tratándose de la adjudicación de tierras adyacentes a los centros poblados con mas de 5,000 habitantes, la Dirección Regional Agraria deberá solicitar la opinión de la Oficina Regional del Ministerio de Vivienda y Construcción; igual opinión se solicitará a la Oficina Regional del Ministerio de Transportes y Comunicaciones tratándose de tierras que puedan ser comprometidas por vías de comunicación en ejecución.

Artículo 79.

La Unidad Agrícola Familiar será determinada y aprobada por cada Dirección Regional Agraria tomando como base la fuerza de trabajo de la familia tipo expresada en unidades laborales y la calidad de las tierras, de acuerdo a las normas que para el efecto aprobará la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural.

La Unidad Agrícola Familiar mínima no podrá ser inferior a diez hectáreas de tierras de secano con aptitud para el cultivo o sus equivalentes.

Artículo 80.



rurales que ejecute la Dirección Regional Agraria.

Artículo 81.

Las personas jurídicas a que se refieren los Artículos 56 y 64 de la Ley, que requieran tierras de Selva y Ceja de Selva, deberán apersonarse a la Dirección de la Región Agraria correspondiente solicitando por escrito la adjudicación, para cuyo efecto acompañarán lo siguiente:

- a) Planos de ubicación y perimétrico a escala, de 1/10,000; debidamente autorizado;
- b) Memoria descriptiva del plano perimétrico;
- c) Documentación necesaria que acredite la personería jurídica; y
- d) Proyecto o plan de actividades productivas a desarrollar.

La Dirección Regional Agraria en armonía con la disponibilidad de tierras, la modalidad de adjudicación o el tipo de explotación a implantarse, elaborará el respectivo proyecto de adjudicación y lo elevará a la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural para su aprobación y otorgamiento del respectivo contrato.

En caso de Comunidades Campesinas, la adjudicación procederá siempre que hayan cumplido con la reestructuración a que se refiere el Artículo 119 del Decreto Supremo N° 37-70 de fecha 17 de Julio de 1970.

Artículo 82.

La adjudicación de tierras con fines agropecuarios a favor de las personas jurídicas a que se refiere el Artículo 46 de la Ley se efectuará en unidades indivisibles cuyo dimensionamiento o superficie se establecerá en función del número de socios, capacidad de uso mayor de las tierras y actividades productivas por desarrollar.

Artículo 83.

Las Cooperativas Agrarias de Servicios podrán ser adjudicatarias de tierras y otros bienes agrarios siempre que ellos estén destinados a la implantación de servicios para sus asociados.

En las Regiones de Selva y Ceja de Selva no es de aplicación lo dispuesto en el Artículo 120 del Decreto Supremo N° 240-69AP en lo referente a la conformación de las Cooperativas Agrarias de Servicios.

Artículo 84.

La limitación establecida en el Artículo 49 de la Ley solo es aplicable a las Unidades Agrícolas adjudicadas por el Estado; salvo las adjudicaciones que se efectúen en aplicación del Capítulo VII de la Ley, en cuyo caso las garantías se limitarán al valor de las mejoras introducidas en el predio.

Artículo 85.

La rescisión de los Contratos de Adjudicación se iniciará de oficio o a petición de parte y se procederá de la siguiente manera:



días en la Unidad Agrícola, en los locales del Concejo Distrital y de la Oficina de la Dirección Regional Agraria más cercana a dicha unidad. Los carteles deberán contener lo siguiente:

Fecha de la diligencia a efectuarse;

Denominación, ubicación y superficie de la Unidad Agrícola;

- Nombre del adjudicatario;

Objeto de la Inspección Ocular; y

- Nombre del funcionario que notifica y fecha.

b) La diligencia de inspección ocular de la Unidad Agrícola se practicará por personal técnico dentro del término de veinte días contados a partir del día siguiente al último de la fijación de los carteles y tendrá por objeto verificar el cumplimiento de las condiciones de la adjudicación y las formas de explotación de la parcela. Si la diligencia de inspección ocular no se realiza en la fecha señalada, por causa de fuerza mayor debidamente comprobada, se actuará conforme lo previsto en el inciso d), del Artículo 53° del presente Reglamento.

c) De la diligencia de inspección ocular se levantará acta la que deberá recoger además las manifestaciones u observaciones de los concurrentes, quienes conjuntamente con el funcionario a cargo de la diligencia suscribirán el documento.

d) Dentro del plazo de sesenta días de efectuada la diligencia de inspección ocular y en mérito a los informes técnicos y legales correspondientes, la Dirección Regional dictará resolución que será puesta en conocimiento de los interesados en la Unidad Agrícola o en el domicilio que hubieran señalado en la sede de la Dirección Regional o en la capital de la provincia donde se ubica la Unidad. La notificación de la Resolución se efectuará a más tardar dentro del plazo de treinta días contados a partir de su expedición y la cédula deberá contener su texto íntegro.

e) En la Resolución Regional deberá declararse si el adjudicatario ha incurrido en alguna de las causales de rescisión de contrato establecidas en los artículos 59 y 66 de la Ley, según sea el caso, solicitando al mismo tiempo la rescisión correspondiente.

f) El adjudicatario o cualquier persona que estime preterido su derecho, dentro del plazo de treinta días de notificación, podrá apelar de dicha Resolución. La Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural, absolverá el grado y de ser procedente declarará rescindido el contrato de adjudicación.

g) En caso de no haber apelación, el Director Regional mediante proveído declarará consentida la Resolución y elevará el expediente a la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural, la que en su caso dictará Resolución declarando la rescisión del contrato de adjudicación.(*)

(*) Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 81-82-AG (/spij-ext-web/detallenorma/H725852), de fecha 22 de julio de 1982.

Artículo 86.

La rescisión de los contratos de Adjudicación se efectuará de oficio o a petición de parte y en cualquier caso, el procedimiento a seguir será el siguiente:



que se fijarán durante cinco (5) días en la parcela, así como en los locales del Consejo Distrital y de la Oficina Agraria más cercana a dicho predio. Los carteles deberán contener lo siguiente:

- Denominación, ubicación y superficie de la parcela
- Nombre del Adjudicatario
- Número y fecha del Contrato de Adjudicaciones
- Objeto de la Inspección Ocular
- Fecha y hora de la diligencia a efectuarse
- Nombre del funcionario que notifica y fecha de la notificación.

b) La diligencia de inspección ocular será practicada por personal técnico, dentro de los veinte (20) días siguientes al último encarcelamiento y tendrá por objeto verificar el cumplimiento de las condiciones de la adjudicación y las formas de explotación de la parcela.

Si por causas de fuerza mayor debidamente comprobadas la diligencia de inspección ocular no se realiza en la fecha y hora señaladas, se entenderá automáticamente postergadas para la misma hora del tercer día siguiente sin necesidad de nueva citación. Si el tercer día no fuera laborable la diligencia se realizará en el subsiguiente día hábil.

c) De la diligencia de inspección ocular se levantará Acta, el que deberá recoger, además las manifestaciones u observaciones de los concurrentes, quienes conjuntamente con el funcionario a cargo de la diligencia suscribirán el documento.

d) Con el Acta de inspección ocular y los Informes Técnicos y Legales del caso, la Dirección Regional Agraria dictará Resolución, la que será puesta en conocimiento de los interesados en la forma señalada en el inciso a) del presente Artículo, salvo que alguno hubiera señalado domicilio legal, en cuyo caso se cursará la notificación personal correspondiente.

El pronunciamiento administrativo se fundamentará en las constataciones efectuadas en la inspección ocular, no teniendo efecto jurídico alguno para éste procedimiento, las modificaciones sobre tenencia y/o propiedad de la tierra rústica que se produzcan con posterioridad a tal diligencia.

e) La Resolución Regional deberá declarar así el adjudicatario ha incurrido en alguna de las causales de rescisión del Contrato de Adjudicación establecidas en los Artículos 59, modificado por el artículo 64 del Decreto Legislativo N° 2 y 66 de la Ley y artículo 112 del Decreto Supremo N° 147-81-AG, fecha 2 de octubre de 1981, según sea el caso, solicitando, asimismo, la rescisión.

f) Dentro de los quince (15) días siguientes a la notificación el adjudicatario o cualquier persona que estima preterido su derecho, podrá apelar de dicha Resolución Directoral ante la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural, la que absolviendo el grado, resolverá en segunda y última instancia administrativa.



Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural, la que por el mérito de lo actuado declara la rescisión del Contrato de Adjudicación.

(*) Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 81-82-AG (/spij-ext-web/detallenorma/H725852), publicada el 22 de julio de 1982.

Artículo 87.

La Resolución Directoral que ponga término al procedimiento sobre rescisión de los Contratos de Adjudicación podrá ser impugnada ante el Fuero Agrario dentro de los quince (15) días siguientes a su notificación.

(*) Artículo modificado por Artículo Primero del Decreto Supremo N° 81-82-AG (/spij-ext-web/detallenorma/H725852), publicada el 22 de julio de 1982.

Artículo 88.

Para los casos de abandono de familia a que se refiere el inciso a) del Artículo 59 de la Ley, el procedimiento de rescisión de contrato se iniciará, consentida o ejecutoriada que sea la sentencia del Juez de Tierras que lo declare.

En estos casos las mejoras, construcciones, instalaciones, maquinaria, equipo, ganado y demás bienes no serán abonables y quedarán en beneficio de la familia. ()*

(*) Artículo derogado por el Artículo Segundo del Decreto Supremo N° 81-82-AG (/spij-ext-web/detallenorma/H725852), de fecha 22 de julio de 1982.

Artículo 89.

La rescisión de los Contratos de Adjudicación otorgado a favor de las personas jurídicas a que se refiere la Ley, así como las normas modificatorias introducidas en el Decreto Legislativo N° 2, se sujetarán al trámite previsto en los Artículos precedentes.

(*) Artículo modificado por Artículo Primero del Decreto Supremo N° 81-82-AG (/spij-ext-web/detallenorma/H725852), publicado el 22 de julio de 1982.

Artículo 90.

El adjudicatario que desee ausentarse por incapacidad permanente para el trabajo agrícola, solicitará a la Dirección Regional Agraria la autorización para transferir sus derechos sobre la unidad adjudicada. La petición será atendida previos los trámites siguientes:

a) La Dirección Regional verificará si la parcela está directamente conducida y si la incapacidad permanente del recurrente es la que se invoca y calificará a la persona propuesta para la transferencia de acuerdo con las normas establecidas en los Artículos 73 y 74 del presente Reglamento.

b) Cumplidos los requisitos indicados en el inciso anterior, la Dirección Regional expedirá la Resolución autorizando la transferencia solicitada y pedirá a la Dirección General de Asentamiento Rural la expedición del correspondiente Contrato de



Artículo 91.

Cuando falleciera el adjudicatario de una Unidad Agrícola se adjudicará ésta a la cónyuge, compañera permanente o al hijo que haya venido trabajando con él, siempre que reúna las condiciones señaladas en el artículo 74 del presente Reglamento.

El nuevo adjudicatario asumirá el pago del saldo pendiente por el valor de las mejoras que se hubieran adjudicado al extinto.

Artículo 92.

Los "barreales" se otorgarán en usufructo en forma gratuita en superficies no mayores de diez hectáreas, mediante Certificados de Posesión con el carácter de intransferible por el término de una campaña agrícola. Tendrán derecho preferente los peticionarios que demuestren haberlos cultivado en la campaña anterior, salvo que se encuentren en área colindantes con territorios de Comunidades Nativas en cuyo caso se otorgarán a éstas en forma preferencial, mediante licencia gratuita de duración indefinida.

Los Certificados de Posesión o Licencias, otorgados para el uso de los barreales, tendrán validez para el otorgamiento de créditos de campaña por el Banco Agrario del Perú y serán otorgados por el Director de la Región Agraria o por el titular de la dependencia de dicha Región Agraria a la que se delegue esta función.

Artículo 93.

Las personas naturales podrán ser socias o trabajadores permanentes de las Empresas Asociativas o Autogestionarias siempre que reúnan las condiciones establecidas en el Artículo 45 de la Ley y sean calificadas de acuerdo al procedimiento que se señala en el Artículo 73 del presente Reglamento.

CAPITULO V

DE LAS ADJUDICACIONES EN AREAS DETERMINADAS PARA PROYECTOS DE ASENTAMIENTO RURAL

Artículo 94.-

Se denomina Proyecto de Asentamiento Rural al conjunto coordinado de acciones de carácter multisectorial dirigidas a organizar social y económicamente a la población asentada y por asentar, en ámbitos territoriales determinados y priorizados, con fines de aprovechamiento optimizado y autosostenido de los recursos naturales renovables mediante sistemas de producción que maximicen la rentabilidad social, económica y ecológica y aseguren un adecuado acondicionamiento del territorio. Los Proyectos de Asentamiento Rural formarán parte de los Planes Regionales de Desarrollo.

Artículo 95.

La determinación de áreas para Proyectos de Asentamiento Rural se efectuará por las Direcciones Regionales Agrarias en coordinación con las dependencias de los Organismos Regionales de Desarrollo correspondientes, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

a) Población establecida o residente, que comprende a las Comunidades Nativas y otros pobladores asentados y/o existencia de corrientes migratorias;



- c) Infraestructura de acceso; existente o en ejecución y/o existencia de ríos navegables;
- d) Potencialidad y uso de los recursos naturales renovables y/o complementariedad ecológica que permita atender las necesidades del crecimiento de las poblaciones aledañas:
- e) Existencia de Proyectos específicos de inversión en ejecución y/o estudio;
- f) Disponibilidad de información básica; y
- g) Otros que justifique la determinación.

Artículo 96.

Las Direcciones Generales de Reforma Agraria y Asentamiento Rural y Forestal y de Fauna del Ministerio de Agricultura y Alimentación, dictarán las normas necesarias para la determinación de áreas para Proyectos de Asentamiento Rural, de acuerdo con los criterios señalados en el artículo anterior.

Artículo 97.

En el plazo de 90 días de dictadas las normas a que se refiere el artículo anterior, las Direcciones Regionales Agrarias, en coordinación con los Comités Departamentales de Desarrollo, ejecutarán los estudios pertinentes para la determinación de áreas para Proyectos de Asentamiento Rural.

La delimitación de las citadas áreas se aprobará por resolución del Ministerio de Agricultura y Alimentación o por resolución del Organismo de Desarrollo Regional correspondiente, en caso de estar comprendida en la jurisdicción de alguno de éstos.

Las Direcciones Regionales Agrarias podrán efectuar posteriormente estudios para la determinación de nuevas áreas, en armonía con los Planes Regionales de Desarrollo.

Artículo 98.

Los Proyectos de Asentamiento Rural serán elaborados y aprobados por los Organismos Regionales de Desarrollo. En las Regiones donde no existen Organismos Regionales de Desarrollo, los estudios del Proyecto de Asentamiento Rural serán elaborados por una Comisión Multisectorial cuyos miembros serán nombrados por las respectivas Direcciones Regionales. Dichos estudios se someterán a los Comités Departamentales quienes tramitarán su aprobación por Resolución Suprema expedida por el Primer Ministro previo pronunciamiento de los Sectores que participarán en la ejecución del Proyecto.

Artículo 99.

La adjudicación de tierras con fines agropecuarios en áreas determinadas para Proyectos de Asentamiento Rural se efectuará únicamente a favor de Comunidades Nativas, Comunidades Campesinas, Cooperativas Agrarias de Producción, Sociedades Agrícolas de Interés Social y Empresas de Propiedad Social así como a personas naturales calificadas.

Artículo 100.



cultivo las unidades no podrán ser mayores de cien hectáreas y tratándose de unidades ganaderas la extensión máxima será de dos mil hectáreas.

Cuando se trate de unidades mixtas, se considera la equivalencia de una hectárea de tierras con aptitud para el cultivo por veinte hectáreas de tierras con aptitud para la ganadería.

Artículo 101.-

La adjudicación de las unidades agrícolas a favor de personas naturales se efectuará mediante el sistema de sorteo, conforme al procedimiento que establecerá cada Dirección Regional Agraria con excepción de las adjudicaciones que se efectúen al amparo de los Artículos 47 y 53 de la Ley.

Artículo 102.

Las personas naturales adjudicatarias de tierras en Proyectos de Asentamiento Rural no podrán constituirse en Sociedades de Personas.

CAPITULO VI

DE LAS ADJUDICACIONES EN AREAS NO PRIORIZADAS PARA PROYECTOS DE ASENTAMIENTO RURAL

Artículo 103.-

La adjudicación de tierras con fines agropecuarios en áreas no priorizadas para Proyectos de Asentamiento Rural se efectuará a favor de Comunidades Nativas, Comunidades Campesinas, Cooperativas Agrarias de Producción, Sociedades Agrícolas de Interés Social, Empresas de Propiedad Social, Sociedades de Personas y personas naturales calificadas.

Las Sociedades de Personas son aquellas en las que la distribución de utilidades y la decisión de los Organos Sociales no se efectúan en razón de los capitales, sino en función de los socios y en las que el socio administrador cumple los requisitos de conducción directa del predio.

Artículo 104.-

Los solicitantes de tierras para la actividad ganadera a que se refieren el inciso b) de los Artículos 63° y 64° de la Ley, cuyas superficies superen a quinientas hectáreas, deberán presentar planos de ubicación y perimétrico y un plan de explotación e inversión que contendrá las siguientes especificaciones:

- a) Determinación de las líneas de producción pecuaria;
- b) Plan de manejo de los recursos naturales existentes en el área solicitada;
- c) Costos de producción pecuario;
- d) Plan de manejo ganadero;
- e) Presupuesto de inversión;
- f) Volumen y Valor Bruto de la producción;
- g) Resultado económico de la empresa;
- h) Fuentes de financiamiento;
- i) Estudio preliminar de clasificación de tierras por capacidad de uso mayor ; y
- i) Modalidad empresarial y organización.



mediante Resolución que será notificada al interesado en el domicilio que señale en la sede Regional o Zonal.

Artículo 105.

Aprobado el plan de explotación e inversión el solicitante deberá presentar el estudio definitivo de clasificación de tierras por capacidad de uso mayor para los efectos de la adjudicación.

CAPITULO VII

DE LAS ADJUDICACIONES ESPECIALES

Artículo 106.

Las personas naturales, personas jurídica y las empresas del Estado que soliciten tierras de Selva y Ceja de Selva con aptitud para el cultivo y/o la ganadería, para ejecutar proyectos agropecuarios o agroindustriales de prioridad nacional en aplicación del Artículo 70 de la Ley, se ceñirán al procedimiento siguiente:

a) La interesada presentará solicitud de las tierras a la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural indicando la extensión y ubicación de las mismas así como la naturaleza y alcances del Proyecto a implantarse. La solicitud deberá estar acompañada por tres juegos de los siguientes documentos:

Planos de ubicación y perimétrico de las tierras debidamente autorizadas, a escala de 1/25,000 ó 1/50,000 cuando se trate de extensiones de hasta 50,000 hectáreas; a escala de 1/100,000 para superficies de hasta 100,000 hectáreas y a escala de 1/200,000 para extensiones mayores.

En los casos en que exista base cartográfica, los interesados podrán replantear el área solicitada en las hojas correspondientes, las mismas que podrán ser adquiridas en la Oficina General de Catastro Rural del Ministerio de Agricultura y Alimentación y sustituirán a los planos antes señalados;

Memoria descriptiva del plano perimétrico, con indicación de la fuente cartográfica, linderos, accidentes naturales conocidos y otra información que se estime conveniente;

Perfil del proyecto, de acuerdo a términos de referencia que serán proporcionados por el Ministerio de Agricultura y Alimentación; y

Posibles fuentes de financiamiento y documentos que las sustenten.

b) Si la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural, encuentra observaciones a la documentación presentada, deberá notificarlas al interesado, a fin de que sean subsanadas en el plazo máximo de 30 días, bajo apercibimiento de tenerse por abandono el procedimiento.

c) La Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural remitirá un juego de dicha documentación a la Dirección Regional Agraria correspondiente, para que con citación de la interesada emita informe respecto a la disponibilidad de las tierras, reajustes en el dimensionamiento y otros aspectos que estime pertinentes. De existir derechos de terceros el área solicitada. Otro juego se remitirá a la Oficina Sectorial de



Sectores correspondientes y el Instituto Nacional de Planificación. (*)

(*) Confrontar con Artículo 2 del Decreto Ley N° 25548 (/spij-ext-web/detallenorma/H754940), publicado el 14-06-92

d) Recibido el informe de la Oficina Sectorial de Planificación, la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural remitirá el expediente a la Dirección General de Agricultura y Crianzas, para que establezca mediante Resolución Directoral, los términos de referencia y plazo para la elaboración del estudio de factibilidad técnico-económica previa coordinación con los Organos del Ministerio de Agricultura y Alimentación y/o Sector que corresponda.

e) Para el caso que la interesada solicite la reserva de tierras, con el pronunciamiento de la Oficina Sectorial de Planificación, la transcripción de la Resolución Directoral de la Dirección General de Agricultura y Crianzas y los informes de la Dirección Regional Agraria, la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural tramitará la reserva de tierras la que será declarada por Resolución Suprema, en la que se establecerá los plazos para la elaboración del estudio de factibilidad y para la fase de financiamiento, de conformidad con el Artículo 72 de la Ley, así como el monto del pago anual por derecho de reserva que está fijado por Resolución Ministerial a propuesta de la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural.

f) Establecidos los términos de referencia y los plazos, la interesada elaborará el estudio de factibilidad del proyecto debiendo la Dirección General Forestal y de Fauna, mediante Resolución, determinar el valor de las tierras y demás recursos naturales en base a la verificación del inventario de los recursos naturales renovables y estudio de clasificación de tierras efectuados por la interesada, o en su defecto, efectuar dichos estudios por encargo de la misma.

g) La interesada presentará los estudios de factibilidad a la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural, para su aprobación por Resolución del Ministerio de Agricultura y Alimentación, previo pronunciamiento de los Organos Técnicos de los Sectores que corresponda sobre la viabilidad de dichos proyecto.

Aprobado el estudio de factibilidad se dispondrá por Resolución del Primer Ministro, la constitución de una Comisión encargada de negociar los términos del Contrato de Sociedad a suscribirse con el Estado, la cual estará integrada por los siguientes representantes del Ministerio de Agricultura y Alimentación: Un representante de la Oficina Sectorial de Planificación que la presidirá y uno de cada una de las Direcciones Generales de Reforma Agraria y Asentamiento Rural, de Agricultura y Crianzas, de Forestal y de Fauna, de Comercialización y de la Oficina General de Asesoría Jurídica, así como por los representantes de los Sectores que corresponda y de la Empresa Pública dedicada a actividades relacionadas con el Proyecto, quienes serán designados por sus respectivos Ministerios.

h) Determinados los términos y las condiciones de la participación del Estado así como de su representatividad en la Empresa, la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural tramitará la expedición de una Resolución Suprema por la cual se



Artículo 107.

Con la transcripción de la Resolución Suprema a que se refiere el inciso h) del artículo anterior, la empresa constituida solicitará a la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural la adjudicación de las tierras peticionadas, que serán otorgadas mediante Decreto Supremo con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros. En el contrato de adjudicación se estipularán las condiciones que prescribe la Ley.

Artículo 108.

Cuando se trate de solicitud de tierras de Empresas del Estado, las tierras serán otorgadas en la forma prevista en los artículos 102 y 103 del presente Reglamento, en cuanto sea aplicable, una vez priorizado el estudio de factibilidad correspondiente, de conformidad con lo establecido en el Decreto Ley 22083 y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 00278-IP. En el Decreto Supremo de adjudicación se precisará que el valor de las tierras y demás recursos naturales renovables forman parte del aporte del Estado en dicha Empresa.

Artículo 109.

La Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural podrá adjudicar gratuitamente o ceder en uso, tierras de dominio del Estado con aptitud para el cultivo y/o la ganadería a las Reparticiones Públicas, Universidades y Empresas del Estado que las soliciten para el cumplimiento de sus propios fines, siempre que éstos no sean comerciales, sujetándose al siguiente procedimiento:

a) La interesada solicitará mediante escrito la adjudicación o cesión en uso de las tierras a la Dirección Regional Agraria correspondiente adjuntando los siguientes documentos:

Informe motivado sobre el uso que se dará a las tierras y estado actual de las mismas;
Plano de ubicación;
Plano perimétrico a escala no mayor 1/ 10,000 y memoria descriptiva;
Plan de Trabajo; y
Proyecto de inversión y financiamiento.

b) La Dirección Regional Agraria dispondrá se practique inspección ocular del terreno solicitado, con el objeto de verificar la disponibilidad y Capacidad de Uso Mayor de las tierras para cuyo efecto se señalará la fecha de la diligencia mediante carteles que se fijarán durante ocho días en un lugar visible del área requerida así como en los locales del Concejo Distrital y Oficina Agraria más cercana.

c) La diligencia de inspección ocular se practicará por personal técnico dentro del término de 20 días contados a partir del día siguiente al último de la fijación de los carteles, de cuyo resultado se levantará acta, la que deberá recoger las manifestaciones u observaciones de los concurrentes quienes, conjuntamente con el funcionario a cargo de la diligencia, suscribirán el documento.

d) De acuerdo con los resultados de inspección ocular y de existir superposición con derechos de terceros, la interesada podrá reajustar el área solicitada.



Reforma Agraria y Asentamiento Rural la que, de ser procedente, expedirá Resolución disponiendo la adjudicación o cesión en uso del terreno solicitado y otorgará el contrato respectivo.

f) En el contrato se hará constar, que la Cesión en Uso o Adjudicación subsistirá mientras la Repartición Pública, Universidad e Empresa Estatal la dedique exclusivamente a los fines para los cuales se conceden y siempre que cumpla con los planes de trabajo propuestos.

Artículo 110.-

Las Comunidades Campesinas y Nativas, las Cooperativas Agrarias de Producción, las Sociedades Agrícolas de Interés Social, las Empresas de Propiedad Social y otras Empresas Campesinas Asociativas, que dispongan de los recursos económicos y técnicos necesarios, podrán obtener la propiedad gratuita de tierras con aptitud para el cultivo y/o la ganadería a fin de desarrollar nuevos proyectos agropecuarios, ciñéndose al procedimiento establecido en el Artículo 106 del presente Reglamento, en cuanto sea aplicable.

La reserva de las tierras se declarará por Resolución del Ministerio de Agricultura y Alimentación y la adjudicación se efectuará mediante Resolución Suprema.

Artículo 111.

La Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural podrá ceder en uso tierras con aptitud para el cultivo y/o ganadería, de dominio del Estado, a Centrales de Empresas Campesinas Asociativas, para el desarrollo de nuevos proyectos agropecuarios o agroindustriales, ciñéndose al procedimiento establecido en el Artículo 106° del presente Reglamento, en cuanto sea aplicable. La Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural tramitará la reserva de tierras, que será declarada por Resolución del Ministerio de Agricultura y Alimentación.

El estudio de factibilidad deberá contener las especificaciones sobre el aporte técnico y económico de la Central para el desarrollo del proyecto, la participación de las empresas campesinas Asociativas socias de la Central, de la población del lugar y de los agricultores y/o empresas existentes en el área del proyecto.

En la Resolución del Ministerio de Agricultura y Alimentación que apruebe el estudio de factibilidad se dispondrá, la cesión en uso de las tierras.

Artículo 112.

Los nuevos proyectos serán implementados por la Central de Empresas Campesinas, con sus propios recursos o en sociedad con entidades financieras, durante el tiempo necesario para que se alcancen las condiciones sociales y económicas que permitan su transferencia a la empresa que se organice para tal efecto o a una empresa ya existente en el área del proyecto.

Artículo 113.-

Durante el período de la implementación del proyecto la Central de Empresas Campesinas, en coordinación con la Dirección Regional correspondiente del Ministerio de Agricultura y Alimentación, deberá la organización de la nueva empresa o la incorporación a una



Artículo 114.-

La transferencia a que se refiere el Artículo 112 del presente Reglamento se efectuará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) La Dirección Regional Agraria previas las constataciones y estudios que estime pertinentes, reconocerá a la empresa asociativa que asumirá el proyecto.
- b) Efectuado el reconocimiento, elaborará el proyecto de adjudicación de las tierras que será aprobado por Resolución de la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural, en la cual se dispondrá que la nueva Empresa asumirá el activo y pasivo generados durante la gestión de la Central de Empresas Campesinas o Empresa Asociada según sea el caso.

Artículo 115.

La nueva empresa deberá integrar la Central de Empresas que promovió el proyecto por lo menos hasta que haya cancelado el valor total de los aportes de ella recibidos.

Artículo 116.

La Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural adjudicará a título gratuito tierras de dominio del Estado para el establecimiento o ampliación de industrias y de centros turísticos fuera de la zona de expansión urbana, previo pronunciamiento del órgano correspondiente del Ministerio de Industria, Comercio, Turismo e Integración y de la Dirección General Forestal y de Fauna cuando se trate de centros turísticos, para cuyo efecto las personas interesadas presentarán los siguientes documentos:

Planos de ubicación y perimétrico a escala 1/10,000 debidamente autorizadas;

- Memoria descriptiva del plano perimétrico;

- Plan de Trabajo;

Fuente de financiamiento; y

Aprobación del estudio de factibilidad del proyecto por el Organismo correspondiente del Ministerio de Industria, Comercio, Turismo e Integración e informe favorable de la Dirección General Forestal y de Fauna en caso de tratarse de centros turísticos.

El procedimiento de adjudicación se ceñirá en cuanto fuere aplicable a lo establecido en el Artículo 109 del presente Reglamento.

Artículo 117.

La adjudicación de tierras a personas naturales o jurídicas de derecho privado, para fines distintos a la actividad agropecuaria, industrial o turística, será otorgada por la Dirección General de Reforma Agraria y Asentamiento Rural, conforme al procedimiento previsto en el Artículo 109 del presente Reglamento, previa opinión favorable del Sector que corresponda u Organismo respectivo del Ministerio de Agricultura y Alimentación.

Artículo 118.



En otorgamiento de las licencias, los proyectos que durante el trámite hayan sido considerados prioritarios y de interés nacional. En igualdad de condiciones, tendrá preferencia el proyecto que fue presentado con antelación.

TITULO III

DEL APROVECHAMIENTO INTEGRAL DE LOS RECURSOS NATURALES RENOVABLES

Artículo 119.-

En cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 80 de la Ley, simultáneamente con la aprobación de los estudios definitivos de vías de comunicación, se efectuará la aprobación de los Proyectos de Asentamiento Rural, o de la modalidad de adjudicación y dimensionamiento de las unidades agrícolas; así como la declaración de los bosques de protección y/o la delimitación de las áreas que se requieran reforestar con fines de protección.

Artículo 120

El trazado y las especificaciones técnicas para la construcción de carreteras que deben atravesar Unidades de Conservación, deberán ser coordinadas con la Dirección General Forestal y de Fauna y en todos los casos requerirán el informe favorable de dicha dependencia.

Artículo 121

Las personas naturales y jurídicas que en aplicación del Artículo 82 de la Ley deban efectuar el aprovechamiento de bosques con fines industriales y/o comerciales, requerirán de un permiso de extracción forestal el mismo que será otorgado según lo dispuesto en el Título VI del Reglamento de Extracción y Transformación Forestal.

Las necesidades de productos forestales para uso en el predio serán consideradas como extracción de subsistencia, no requiriéndose autorización expresa.

Artículo 122

La cubierta Forestal que deberá ser mantenida sobre las tierras dedicadas a la agricultura y ganadería, en las proporciones establecidas en el Artículo 81 de la Ley, será determinada cualquiera que sea la extensión superficial del predio, tomando en consideración prioritariamente lo siguiente:

a) Las riberas y/o fajas marginales de los cauces de agua temporales y/o permanentes;

b) Las tierras de las partes altas de las laderas;



d) En caso de no existir la cantidad suficiente de tierras en las áreas previstas en los puntos precedentes, se incluirán las tierras de cultivo y/o ganadería de menor calidad.

Artículo 123

En las áreas boscosas a que se refiere el Artículo anterior solo se podrán realizar actividades de extracción forestal con fines de subsistencia, recolección de productos forestales diferentes a la madera con fines industriales y/o comerciales, de caza y/o recreación. En caso de considerarse necesario podrán plantarse árboles de especies forestales nativas.

Artículo 124.

La inclusión de tierras de aptitud forestal dentro del ámbito de los asentamientos rurales se efectuará sin perjuicio del mantenimiento de autorizaciones de uso otorgadas a terceros, sobre las superficies que sean necesarios y cuya justificación, localización y características quedarán determinadas en el Proyecto de Asentamiento Rural.

Artículo 125.-

Las Direcciones Regionales Agrarias priorizarán las áreas de las Regiones de Selva y Ceja de Selva desvastadas por la agricultura migratoria las mismas que conjuntamente con las tierras de aptitud forestal desboscadas, podrán ser cedidas en uso a personas naturales o jurídicas mediante contratos de reforestación o destinadas a programas de conservación de suelos y/o manejo de cuencas.

Artículo 126

La Dirección General de Reforma Agraria Asentamiento Rural y la Dirección General Forestal y de Fauna, demarcarán las áreas que actualmente ocupan las Comunidades Nativas en los Bosques Nacionales y les otorgarán títulos de propiedad sobre las tierras con aptitud agropecuaria y/o contratos de cesión en uso de las tierras con aptitud forestal, en armonía con lo previsto en el artículo 5º del presente Reglamento.

En estos casos los territorios demarcados serán excluidos del área de los Bosques Nacionales.

Artículo 127.

La explotación de los recursos forestales y Fauna Silvestre existentes en los territorios de las comunidades nativas a que se refiere el artículo anterior, estarán sujetos a las normas contenidas en los Artículos 35 y 55 del Decreto Ley 21147 "Ley Forestal y de Fauna Silvestre".

TITULO IV

DE LA PROMOCION AGRARIA



De conformidad a lo establecido en el Artículo 90 de la Ley, las operaciones que realice el Banco Agrario del Perú, tendentes a asegurar los créditos necesarios para las actividades agropecuarias, forestales y de transformación de los productos en las regiones de Selva y Ceja de Selva, se regirán por lo dispuesto en el Decreto Ley 22273 y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 0105-78-EF y a las normas que señala el presente Reglamento, sin perjuicio de los préstamos que otorga, de conformidad con su Ley Orgánica.

Artículo 129.

Cuando en el texto de este Reglamento se utilice el término Fondo, deberá entenderse que se hace referencia al "Fondo de Desarrollo Agrícola" creado por Decreto Ley 22273.

Artículo 130.

Para la ejecución del Programa de Crédito Supervisado Agrícola, Pecuario y Forestal a que se refiere el Artículo 91 de la Ley, el Ministerio de Agricultura y Alimentación se sujetará a lo establecido en los Artículos 5 y 10 del Decreto Ley 22273.

Para los efectos del presente Reglamento cuando se utilice el término "Programa" deberá entenderse que se hace referencia al Programa de Crédito Supervisado Agrícola, Pecuario y Forestal.

Artículo 131.

Los proyectos y Programa elaborados por el Ministerio de Agricultura y Alimentación y el Banco Agrario del Perú, respectivamente, deben señalar: Objetivos, ámbito, número y localización de los beneficiarios, áreas y/o población pecuaria y el monto del Programa, así como las condiciones de interés y plazos máximos de los préstamos.

Artículo 132.

Podrán ser beneficiarios del Programa las personas naturales o jurídicas directamente vinculadas a las actividades agrarias que hayan sido previamente seleccionadas y calificadas por el Ministerio de Agricultura y Alimentación y cuyos predios se encuentran ubicados dentro del ámbito que comprenda dicho Programa.

Artículo 133.-

Podrán otorgarse con cargo al Fondo, en las regiones de Selva y Ceja de Selva, Préstamos de Sostenimiento, Capitalización y Comercialización.

Artículo 134.

Los préstamos a que se hace referencia en el Artículo anterior, serán orientados a financiar cualesquiera de las acciones contempladas en el Decreto Ley 22273 y las señaladas en el presente Reglamento. El Ministerio de Agricultura y Alimentación prestará la asistencia técnica que requiera la conducción de los cultivos, crianza, aprovechamiento forestal y la comercialización materia de los préstamos con cargo al Fondo.

Artículo 135



para:

- a) Habilitar tierras con aptitud para el cultivo y la ganadería con la finalidad de constituir explotaciones económicas rentables;
- b) Promover explotaciones agropecuarias y avícolas de interés nacional, así como las no tradicionales;
- c) Establecer plantaciones de especies forestales con fines de protección y conservación de cuencas hidrográficas;
- d) Rehabilitar la infraestructura de producción de explotaciones agrarias deterioradas como consecuencia de desastres calificados por el Comité Nacional de Defensa Civil;
- e) Promover el Desarrollo de Centros de Acopio y Servicios, así como de la infraestructura de almacenamiento, conservación y beneficio.

La relación precedente es de carácter enunciativo y no limitativo, pudiendo ser ampliado previa justificación ante el Directorio del Banco Agrario del Perú.

Artículo 136.-

Los Ministerios de Agricultura y Alimentación de Energía y Minas, de Industria, Comercio, Turismo e Integración, de Pesquería y sus Organismos Públicos Descentralizados en su caso, establecerán la política y los mecanismos correspondientes para dar trato prioritario a la comercialización de los productos de las Comunidades Nativas.

Artículo 137.

Las Direcciones Regionales Agrarias, cuyos ámbitos jurisdiccionales comprendan áreas de Selva y Ceja de Selva, previa evaluación de la producción agropecuaria y de las necesidades de los principales centros de consumo de la región, propondrán trimestralmente a la Dirección General de Comercialización la relación de productos agropecuarios con excedentes susceptibles de exportación, la que compatibilizará los excedentes regionales con los requerimientos a nivel nacional y establecerá los productos y volúmenes a exportarse, haciéndolo de conocimiento de los Organismos Públicos competentes.

Dicha relación considerará principalmente los productos requeridos para la exportación, la cual podrá ser actualizada a solicitud de algún interesado.

Artículo 138.

Los productores individuales o asociados de las regiones de Selva y Ceja de Selva que cuenten con la opinión favorable del Ministerio de Agricultura y Alimentación para exportar sus productos, gestionarán a través del Organismo Público competente, la licencia de exportación de acuerdo a las normas establecidas para el efecto, la que le será otorgada prioritariamente respecto a los productores de las otras regiones.

Artículo 139°-



zonas fronterizas de las Regiones de Selva y Ceja de Selva.

Artículo 140.

Para los efectos de lo dispuesto en la segunda parte del Artículo 93 de la Ley, los productores individuales o asociados, ubicados en zonas fronterizas de la Selva y Ceja de Selva, podrán exportar sus productos con la sola autorización del Jefe de la Oficina de la Dirección Regional Agraria respectiva por delegación del Organismo Público competente, el que establecerá el volumen a exportarse, previa evaluación de la demanda local, comprobación de la procedencia del producto, y teniendo en cuenta los convenios y dispositivos de comercio fronterizo.

Artículo 141.

Para acogerse a lo dispuesto en el Artículo 96 de la Ley a fin de desarrollar empresas agropecuarias, de crianzas, forestales, de fauna silvestre o de transformación sus productos, los interesados se ceñirán al siguiente procedimiento:

- a) Deberán recurrir a los órganos competentes de los Ministerios de Agricultura y Alimentación y/o de Industria, Comercio, Turismo e Integración, según corresponda, para la calificación de la empresa por establecer, acompañando un perfil del proyecto e indicando la naturaleza jurídica de la empresa;
- b) Los interesados con la calificación de la empresa y la documentación sobre la propiedad, concesión y/o reserva de la tierra y/o recursos forestales y de fauna silvestre según sea el caso, presentarán a la Banca de Fomento Estatal que corresponda a los estudios de factibilidad teórico-económica para su aprobación;
- c) Aprobado el estudio de factibilidad técnico económica, los interesados entregarán al Banco respectivo los Bonos de la Deuda Agraria para cubrir, con su valor actual, hasta el 70% del valor total del proyecto.

El Banco efectuará los desembolsos de acuerdo al correspondiente Plan de Inversión, después que el interesado haya invertido cuando menos el 30% en efectivo del valor total del Proyecto .

La adjudicación de tierras y/o concesión de recursos forestales y de fauna silvestre se ceñirá a los procedimientos establecidos en la Reglamentación de la legislación pertinente.

Artículo 142.-

Los tenedores de Bonos de la Deuda Agraria podrán constituir empresas en forma individual o asociados con otros bonistas o terceros no bonistas.

Las participaciones en las empresas constituidas en aplicación del artículo anterior, no podrán ser transferidos durante un período de 10 años, salvo que el producto de su venta se invierta en otras empresas similares ubicadas en las regiones de Selva y Ceja de Selva.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS



Los procedimientos administrativos en trámite se adecuarán a las normas del presente Reglamento, desde la etapa en que se encuentren.

SEGUNDA.-

En el plazo de 180 días de promulgado el presente Reglamento, el Ministerio de Agricultura y Alimentación, de oficio, inscribirá en el Registro Nacional de Comunidades Nativas, aquellas Comunidades Nativas que actualmente se hallen asentadas en el ámbito de los Bosques Nacionales. Asimismo en un plazo de 30 días de aprobado el presente Reglamento, el Ministerio de Agricultura y Alimentación, mediante Resolución Suprema, aprobará el procedimiento a seguir en los casos de reducción y transferencia de los Bonos de la Deuda Agraria a la Banca Estatal de Fomento; para dar cumplimiento a los fines que señala la Ley.(*)

(*) De conformidad con el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 074-79-AA (/spij-ext-web/detallenorma/H719760), publicado el 27 agosto 1979, se amplía el plazo señalado en la presente Disposición del Reglamento de la Ley de Comunidades Nativas y de Desarrollo Agrario de las Regiones de la Selva y Ceja de Selva, aprobado por el presente Decreto Supremo, a 180 días más, contados a partir de la fecha de promulgación del citado Decreto Supremo.

ANEXO DEFINICIONES DE TERMINOS

Mejorero.-

Persona natural que recibe tierras inexploradas para que las incorpore a la agricultura y, en compensación, ofrezca gratuitamente su esfuerzo personal a favor del propietario o comparta con éste la cosecha.

Sistema de rotación de uso de tierras.-

Modalidad de uso de las tierras de Selva y Ceja de Selva por la cual las áreas dedicadas a la explotación agropecuaria, después de un cierto número de años de utilización, se dejan en descanso, reemplazándolas por nuevas áreas que pueden estar cubiertas del bosque original o ser áreas en descanso anteriormente explotadas, cubiertas de vegetación secundaria.

Area de descanso.-

Superficie de terreno que después de un cierto número de años de uso con fines agropecuarios se abandona exprofesamente para que se cubra con vegetación secundaria arbustiva y arbórea, que generalmente recibe la denominación de "purma". Estas áreas en descanso posteriormente son nuevamente habilitadas para el cultivo dentro del sistema de rotación de uso de tierras.

Bienes Agrarios.-



Terreno en limpio.

Terreno recién habilitado para cultivo o del que se ha recogido la cosecha y se encuentra apto para ser cultivado nuevamente.

Barreal.-

Superficie de tierra limosa de buena fertilidad, sujeta a inundaciones periódicas, que aparece en las márgenes de los ríos amazónicos cuando éstos bajan de caudal.

Partición.

Es la división o fraccionamiento de un predio rústico en dos o más unidades independientes, para su venta, donación, liquidación de condominio o para cualquier otro fin, sin cambio de uso.

Independización.

Es la segregación de parte de un predio rústico para el establecimiento de instalaciones industriales, agro-industriales, granjas avícolas, piscigranjas, establos u otros similares; así como servicios para el transporte o turismo, construcciones con fines sociales e instalaciones para explotaciones agrícolas de alta densidad económica, tales como viveros y otras análogas.



SPIJ: CONSTITUCION POLITICA, LEYES ORGANICAS Y CODIGOS\NORMAS
LEGALES\1978\ABRIL\Jueves, 06 de abril de 1978 \ENERGIA Y MINAS

Sector: ENERGIA Y MINAS

Fecha de Publicación: 6 de abril de 1978

PETROPERU suscribirá contrato con la Occidental Petroleum Co.

DECRETO SUPREMO N° 004-78-EM-DGH

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que Petróleos del Perú ha sido autorizado por Decreto Ley 18883, de conformidad a lo dispuesto por el artículo 36 de la Constitución del Estado y del artículo 6 del Decreto Ley 17440, para celebrar contratos de prospección, exploración y explotación de petróleo e hidrocarburos análogos en las áreas que se encuentran ubicadas dentro de los 50 kilómetros de las fronteras;

Que de conformidad con lo dispuesto en las normas antes citadas y Decretos Supremos N° 029-76-EM-DGH, de 20 de Julio de 1976 y N° 010-77-EM-DGH, de 1o. de marzo de 1977, Petróleos del Perú solicita la autorización del Poder Ejecutivo para celebrar contrato de operaciones petrolíferas en el Lote 1-B, sito en la región de la Selva ^(*)NOTA SPIJ, con Occidental Petroleum Corporation of Perú, Sucursal del Perú;

Que es de interés y necesidad nacional incrementar la explotación de las áreas con posibilidades petrolíferas de la Zona de la Selva, con la finalidad de atender los requerimientos del mercado interno;

Que el Decreto Ley 18890 faculta al Banco Central de Reserva del Perú para intervenir en los contratos que celebre el Estado y/o Petróleos del Perú con empresas petroleras extranjeras sobre nuevas inversiones, a efecto de garantizar la disponibilidad de divisas provenientes del valor de los productos de exportación y/o de las ventas de servicio en el país durante la vigencia de contratos de operaciones para que dichas empresas atiendan sus remesas al extranjero;

Que la Dirección General de Hidrocarburos y Dirección Superior del Ministerio de Energía y Minas; Dirección General de Contribuciones y Dirección General de Asesoría Jurídica del Ministerio de Economía y Finanzas; Banco Central de Reserva del Perú; Dirección General de Aduanas del Ministerio de Industria, Comercio Turismo e Integración y Contraloría General de la República, se han pronunciado favorablemente a la suscripción del contrato;

Que el Comando Conjunto de la Fuerza Armada en lo que respecta a la seguridad nacional en relación al área materia del contrato, ha opinado favorablemente;



Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros;

DECRETA:

Artículo 1.- Apruébase el contrato contenido en diecinueve cláusulas a celebrarse entre Petróleos del Perú y Occidental Petroleum Corporation of Perú, Sucursal del Perú, de conformidad con los Decretos Leyes 17440 y 18883, con intervención del Banco Central de Reserva del Perú, en representación del Estado, para garantizar a la referida empresa la disponibilidad de divisas provenientes del valor de los productos de exportación y/o de las ventas y servicios en el país durante la vigencia del contrato de acuerdo con el Decreto Ley 18890.

Artículo 2.- Autorízase a Petróleos del Perú para suscribir el contrato de operaciones petrolíferas con Occidental Petroleum Corporation of Perú, Sucursal del Perú, en el área del Lote 1-B, región de la Selva Norte, que se describe en el plano que forma parte integrante del mismo.

Artículo 3.- Autorízase, asimismo, al Director Superior del Ministerio de Economía y Finanzas para suscribir en representación del Estado, el contrato que se aprueba.

Artículo 4.- El presente Decreto Supremo será refrendado por los Ministros de Energía y Minas y de Economía y Finanzas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintiocho días del mes de Marzo de mil novecientos setentiocho.

General de División E. P., FRANCISCO MORALES BERMUDEZ CERRUTTI, Presidente de la República.

General de División E. P., JUAN SANCHEZ GONZALES, Ministro de Energía y Minas.

General de División E. P., ALCIBIADES SAENZ BARSALLO, Ministro de Economía y Finanzas.



RESOLUCIÓN GERENCIAL REGIONAL N° 091-2019-GOREMAD/GRDE

Puerto Maldonado,

VISTOS:

06 FEB. 2019

El Oficio N° 543-2018-GOREMAD-GRDE/DRA, de fecha 02 de octubre de 2018; Escrito S/N presentado por la administrada Juana Quispe Baca de fecha 20 de setiembre de 2018; Memorando N° 259-2018-GOREMAD/GRNYGMA de fecha 23 de julio de 2018; Informe N° 14-2018-GOREMAD-GRNYGMA-DRFPS-DAJ, de fecha 05 de julio de 2018; Escrito S/N presentado por la administrada Juana Quispe Baca de fecha 06 de marzo de 2018; Memorando N° 089-2018-GOREMAD-GRNYGMA de fecha 06 de marzo de 2018; Memorando N° 036-2018-GOREMAD-GRNYGMA de fecha 09 de enero de 2018; Oficio N° 570-2017-GOREMAD-GRDE/DRA de fecha 26 de junio de 2017; Escrito S/N presentado por la administrada Juana Quispe Baca de fecha 26 de abril de 2017 presenta documentos sustentatorios al Recurso de Apelación; Memorando N° 117-2017-GOREMAD/ORAJ, de fecha 28 de mayo 2017; Memorando N° 09-2017-GOREMAD/ORAJ, de fecha 09 de enero de 2017; Oficio N° 440-2016-GOREMAD-GRDE/DRA, de fecha 01 de diciembre de 2016; Escrito S/N presentado por la administrada Juana Quispe Baca, de fecha 17 de noviembre 2016; Escrito S/N presentado por la administrada Juana Quispe Baca, de fecha 26 de octubre 2018, y el Informe Legal 67-2018-GOREMAD-ORAJ.

CONSIDERANDO:

Que, con Oficio N° 28-2013-PCNEP, el presidente de la Comunidad Nativa El Pilar en fecha 27 de mayo 2013, solicita fecha de programación de trabajos para Saneamiento Físico Legal de la comunidad, ante la Dirección de Saneamiento Físico Legal de la Propiedad Rural.

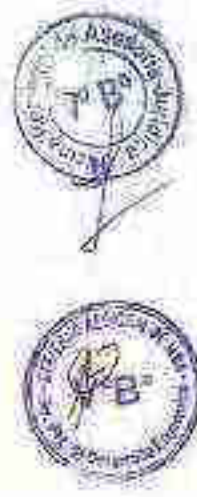
Que, mediante Informe Técnico Legal N° 013-2015-GOREMAD-GRDE-DRA-DSFLPR/CCNN, de fecha 20 de marzo de 2015, emitido por el responsable del área de comunidades nativas, de la Dirección de Saneamiento Físico Legal de la Propiedad Rural, concluye: Que se procedió a atender la solicitud en vista del cumplimiento de todos los requisitos para actualización, demarcación Territorial y Georreferenciación del territorio comunal, señala que la Comunidad Nativa "EL PILAR" ha tramitado su exclusión de las áreas superpuestas con las concesiones forestales pertenecientes a los señores Juana Quispe Baca y Evangelino Leguía Palacios, las mismas que mediante Resolución Directoral fueron redimensionadas, por lo que a la fecha no existe superposición alguna (RDR N° 2343-2014-GOREMAD-GRNYGMA-DRFPS). Se concluye con la recopilación de la información del Censo Poblacional, información Socio-económica, evaluación de los antecedentes y trabajos de campo in situ, por la resolución Directora del caso a la Comunidad Nativa EL PILAR para la corrección del caso e inscripción.

Que, mediante Informe N° 028-2015-GOREMAD-GRDE-DRA-DSFLPR/CCNN, de fecha 29 de abril 2015, emitido por la Responsable del Área de Comunidades Nativas de la Dirección de Saneamiento Físico Legal de la Propiedad Rural, concluye que las observaciones realizadas al proceso de Georreferenciación del plano de Demarcación del Territorio de la Comunidad Nativa El Pilar han sido levantadas dentro del plazo previsto y el expediente en este estado se encuentra en condiciones de continuar con el debido trámite, recomendando elaborar el Informe Final.

Que, mediante Informe N° 024-2015-GOREMAD-GRDE-DRA-DRFLPR/CCNN/UDOS, de fecha 30 de abril 2015, emitido por el responsable del Área de Comunidades Nativas de la Dirección de Saneamiento Físico Legal de la Propiedad Rural, señala que de acuerdo al Título de Propiedad N° 018-56 y la Resolución Directoral N° 016-85-AG-RA-XXIV-MD, se realizó la Clasificación de Tierras, siguiendo el D.S.N° 017-2000-AG-Aprobación Reglamento de Clasificación de Tierras por su Capacidad de Uso Mayor.

Que, con Informe N° 05-2015-GOREMAD-DRA-SFLPR-VRE, de fecha 13 de mayo de 2015, emitido por el ingeniero Eugenio Villanueva Rivera, informa sobre el proveído del Informe Técnico Legal N° 013-2015-GOREMAD-GRDE-DRA-DRFLPR/CCNN, sobre la Demarcación y Georreferenciación de la Comunidad Nativa "El Pilar" indica que debe levantarse las observaciones a la brevedad posible, en la que señala que la georreferenciación del plano del territorio se recomienda cumplir con los procedimientos técnicos administrativos para la georreferenciación y digitalización de los planos del territorio de las Comunidades Nativas tituladas (en expediente incluir actas de conformidad de la línea de colindancia establecida y fichas técnicas de campo, etc. y revisar la presentación del plano georreferenciado).

Que, mediante Informe Legal N° 89-2015-GOREMAD/DRA-DAL, de fecha 22 de julio de 2015, emitido por la Asesora Legal de la Dirección Regional de Agricultura, concluye que la comunidad nativa "El Pilar" ha cumplido con los requisitos establecidos en la Ley N° 22175, Ley de Comunidades Nativas y de Desarrollo Agrario de la Selva y Caza de Selva, y su reglamento el Decreto Supremo 003-79-AA, por lo que se encuentra lista para continuar con la elaboración de la Resolución Directoral de Asociación de la Memoria Descriptiva, Planos, Actualización de Títulos de Propiedad, Demarcación y Georreferenciación del territorio comunal que viene





ocupando por lo cual opina se Declare PROCEDENTE la solicitud de la Comunidad Nativa "El Pilar" en consecuencia proyáctase la Resolución de Aprobación Correspondiente.

Que, mediante Resolución Directoral Regional N° 144-2015-GOREMAD-GRDE/DRA, de fecha 03 de agosto de 2015, se RESUELVE:

- **ARTÍCULO PRIMERO.- APROBAR** la Georreferenciación de los planos de territorio de la Comunidad Nativa "El Pilar", ubicada en el distrito y provincia de Tambopeta Departamento de Madre de Dios, sobre una extensión superficial total de 3,1703163 ha (tres mil ciento setenta hectáreas con tres mil ciento sesenta y tres metros cuadrados) con un perímetro de 29,48563 metros lineales de conformidad al detalle establecido y de acuerdo a los ándaros y medidas perimétricas que se precisari en el plano perimétrico de la Comunidad Nativa "El Pilar" y memoria descriptiva que forman parte de la presente resolución, las tierras de Protección se otorgaran en Cesión de Uso con un área de 15,7653 ha (dieciséis hectáreas con siete mil seis cientos cincuenta y tres metros cuadrados), de acuerdo a lo establecido en el Decreto Ley N° 22175 "Ley de Comunidades Nativas y de Desarrollo Agrario de la Selva y Caja de Selva" y su Reglamento contenido en el Decreto Supremo N° 003-79-AA.
- **ARTÍCULO SEGUNDO.- OTORGAR** el Título de Propiedad actualizado del área del territorio de la Comunidad Nativa "El Pilar", con las medidas actuales señaladas en el artículo primero.
- **ARTÍCULO TERCERO.- DEJAR SIN EFECTO** cualquier otro acto administrativo que con fecha anterior a los datos diferentes a la presente resolución con respecto al territorio de la Comunidad Nativa "El Pilar".
- **ARTÍCULO CUARTO.- ACLARAR** que la información técnica recopilada respecto a la Comunidad Nativa "El Pita" ha sido elaborada por los responsables de la Dirección de Saneamiento Fiscal Rural de la Propiedad Rural.
- **ARTÍCULO QUINTO.- DISPONER** que la presente Resolución Directoral se inscriba en la Partida N° 07002708 del Registro de Predios de la Oficina Registral Madre de Dios.



Que, según Resolución Directoral Regional N° 209-2015-GOREMAD-GRDE/DRA, de fecha 09 de setiembre de 2015, se RESUELVE:

- **ARTÍCULO PRIMERO.- Declarar como ACTO FIRME** la Resolución Directoral Regional N° 144-2015-GOREMAD-GRDE/DRA de fecha 03 de agosto de 2015, en todos sus extremos, por haber adquirido calidad de COSA DECIDIDA.
- **ARTÍCULO SEGUNDO.- Proceder con la INSCRIPCIÓN REGISTRAL**, tal como lo exige la ley, en la Partida Registral N° 07002708



Que, con escrito S/N presentado por la administrada Juana Quispe Baca, de fecha 26 de octubre 2016, solicita se notifique válidamente la RDR N° 209-2015-GOREMAD-GRDE-DRA y la RDR N° 144-2015-GOREMAD-GRDE-DRA, y con escrito de fecha 17 de noviembre 2016, interpone Recurso de Apelación contra la Resolución Directoral N° 144-2015-GOREMAD-GRDE-DRA (03 de agosto de 2015) y Resolución Directoral N° 209-2015-GOREMAD-GRDE-DRA (09 de setiembre de 2016) para dejar sin efecto la inscripción Registral en la Partida N° 07002708.

Que, con memorando N° 09-2017-GOREMAD/ORAJ, de fecha 05 de enero 2017, emitido por la Directora de la Oficina Regional de Asesoría Jurídica, solicita un Informe Técnico, el cual es atendido mediante Oficio N° 061-2017-GOREMAD-GRDE/DRA de fecha 07 de febrero de 2017, el cual se le adjunta el Informe Técnico N° 016-2017-GOREMAD-DRA/D8FLPR de fecha 31 de enero de 2017.

Que, con memorando N° 117-2017-GOREMAD/ORAJ, de fecha 26 de mayo 2017, emitido por la Directora de la Oficina Regional de Asesoría Jurídica, solicita que se remita las copias de recepción de las notificaciones de la Resolución Directoral N° 144-2015-GOREMAD-GRDE-DRA y la Resolución Directoral N° 209-2015-GOREMAD-GRDE-DRA, el cual es atendido con Oficio N° 370-2017-GOREMAD-GRDE/DRA de fecha 28 de junio de 2017.

Que, con escrito S/N presentado por la administrada Juana Quispe Baca, de fecha 26 de abril de 2017, presenta documentos sustentatorios al Recurso de Apelación, (copia del Exp. N° 9915 de fecha 03 de noviembre del 2014 sobre la redimensión del área de su concesión conforme a las observaciones que en ese entonces la Oficina de la SUNARP habría efectuado a su persona, respecto a la superposición de 0.4741 ha de la Partida N° 11014899 y con 62.5281 Ha con la Partida N° 07002708 (área de la comunidad "El Pilar")

Que, con memorando N° 259-2018-GOREMAD/GRRNYGMA, de fecha 23 de julio de 2018, emitido por la Gerencia Regional de Recursos Naturales y Gestión del Medio Ambiente, remite a la Dirección de la Oficina Regional de Asesoría Jurídica del GOREMAD, el expediente Administrativo sobre la exclusión de la Comunidad Nativa "El Pilar" del contrato de concesión N° GOREMAD/GRRNYGMA-DRFFS/TAM-C-OPB-040-12, siendo la titular la señora Juana Quispe Baca, al cual se adjunta el Informe N°14-2018-GOREMAD-GRRNYGA-DRFFS-OAJ (04.07.2018)

Que, con oficio N° 543-2018-GOREMAD-GRDE/DRA, de fecha 02 de octubre de 2018, emitido por el Director Regional de la Dirección de Agricultura, ante el Gobernador Regional del Gobierno Regional de Madre de Dios, remite el Informe Legal N° 226-2018-GOREMAD-GRDE/DRA-OAJ, Conteniendo el documento presentado por la administrada Juana Quispe Baca, con Hoja de Trámite N° 5535 de fecha 20.09.2018 (en el cual deduce Silencio Administrativo Negativo) remite a la Oficina Regional de Asesoría Jurídica del GOREMAD,



Que, la administrada Juana-Crispa Baca pide la aplicación del silencio administrativo negativo respecto a su solicitud ingresada en fecha 17 de noviembre de 2016 sobre recurso de apelación contra la Resolución Directoral Regional N° 144-2015-GOREMAD-GRDE/DRA de fecha 03 de agosto de 2015 y la Resolución Directoral Regional N° 209-2015-GOREMAD-GRDE/DRA de fecha 09 de setiembre de 2015, por cuanto señala que la administración no ha atendido su solicitud dentro del plazo legal; así conforme al Decreto Supremo N° 004-2019-JUS, que aprueba el TUC de la Ley N° 27444, en su artículo 189, numeral 4, señala: Aun cuando opere el silencio administrativo negativo, la administración mantiene la obligación de resolver, bajo responsabilidad, hasta que se le notifique que el asunto ha sido sometido a conocimiento de una autoridad jurisdiccional o el administrado haya hecho uso de los recursos administrativos respectivos.

Que, de conformidad con el Decreto Supremo N° 004-2019-JUS, se aprueba el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444 - Ley del Procedimiento Administrativo General, en su artículo 218 numeral 2, señala: "218.2 El término para la interposición de los recursos es de quince (15) días parámetros y deberán resolverse en el plazo de treinta (30) días", en este punto cabe señalar lo descrito en el artículo 27 numeral 2: "27.2 También se tendrá por bien notificado al administrado a partir de la realización de actuaciones procedimentales del interesado que permitan suponer razonablemente que tuvo conocimiento oportuno del contenido o alcance de la resolución o interponga cualquier recurso que proceda. No se considera tal la solicitud de notificación realizada por el administrado, a fin que le sea comunicada alguna decisión de la entidad." En este sentido del expediente se observa que la administrada Juana Crispa Baca, solicita ser notificada en fecha 26 de octubre de 2016, pero conforme se tiene la Boleta de Venta N° 017334 de fecha 04 de noviembre de 2016 se tiene el pago de un derecho por las costas de las resoluciones apeladas y siendo que presentó su recurso en fecha 18 de noviembre de 2016, se encuentra dentro del plazo de ley para admitirlo a trámite.

Que, del escrito de Apelación presentado por Juana Crispa Baca se tiene los fundamentos siguientes:

- Señala ser titular del Contrato de Concesión para el Aprovechamiento de Productos Forestales diferentes a la Madera N° GOREMAD-GRRNYGA-DRFFS/TAM C-OPB-40-12, ubicado en el sector El Pilar, y que la Comunidad Nativa El Pilar, con el fin de lograr la Actualización de la Demarcación Territorial y Georeferenciación de su territorio comunal, al advertir que su solicitud se encontraba sujeta a un proceso ante la Dirección Regional Forestal y de Fauna Silvestre los términos de exclusión de una fracción de área de la Concesión, logrando la emisión de la Resolución Directoral Regional N° 2348-2014-GOREMAD-GRRNYGA-DRFFS, que resuelve declarar procedente a petición de Exclusión, lo cual es apelado y resuelto con Resolución Ejecutiva Regional N° 268-2015-GOREMAD/GR, la misma cual declara fundada la apelación, nula la resolución directoral y retrotrae el procedimiento hasta el momento en el cual sí hubo un acto administrativo. Habiéndose reanudado el procedimiento de exclusión, se emite un nuevo acto administrativo contenido en la Resolución Directoral Regional N° 1109-2015-GOREMAD-GRRNYGA-DRFFS de fecha 02 de setiembre de 2015 (la cual declara procedente la exclusión del área solicitada por la Comunidad Nativa El Pilar), la cual es impugnada dando origen a la emisión de la Resolución General Regional N° 026-2016-GOREMAD-GRRNYGA de fecha 06 de setiembre de 2016, la cual respalda Declarar Fundado el Recurso de Apelación, en el cual se dispone la nulidad de la mencionada resolución así como los actos administrativos posteriores que como consecuencia de la emisión del acto administrativo declarado nulo se produjo.
- Que se emite la Resolución Directoral Regional N° 144-2015-GOREMAD-GRDE/DRA, se emite sin advertirse las resoluciones mencionadas ni la afectación del derecho de terceros, por cuanto se emite sin haberse pasado al conocimiento de la recurrente, pese a que las notificaciones que permitieron la georeferenciación ocurrieron del proceso de exclusión.

Que, se debe tener presente que la administrada alega que no se ha tomado en cuenta las Resoluciones que disponían la nulidad de los actos administrativos que dispusieron declarar procedente la solicitud de exclusión del área requerida por la Comunidad Nativa El Pilar, y que no tuvo conocimiento del procedimiento de georeferenciación, por lo cual debe indicarse:

- La exclusión en el momento de su interposición estaba regulada bajo lo dispuesto por la Resolución Jurisdiccional N° 082-2000-INRENA siendo evaluada en este marco, la administrada tuvo incluso oportunidad para pedir una compensación de área) para el procedimiento regulado ante la Dirección de Saneamiento Físico Legal de la Propiedad Rural tras lo en el marco de la Ley N° 22175, Ley de Comunidades Nuevas y Desarrollo Agrario de la Selva y Ceja de Selva, su reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 003-79-AA, la Resolución Directoral Ejecutiva N° 062-2005-AG-REFF de la cual aprueba la Guía Metodológica para la georeferenciación de los Planos de Territorio de las Comunidades Nativas Tituladas, Resolución de Superintendencia Nacional de los Registros Públicos N° 122-2013-SUNARP/SN que aprueba la Directiva N° 05-2013-SUNARP, así como un convenio internacional.
- La recurrente tenía conocimiento sobre el procedimiento de georeferenciación de la Comunidad Nativa El Pilar, por cuanto, en la Resolución Ejecutiva Regional N° 268-2015-GOREMAD/GR de fecha 15 de abril de 2015, en su considerando 19 cita a los Informes Técnicos N° 1667-2014-GOREMAD-GRRNYGA-DRFFS/JAA y el Informe Técnico N° 018-2014-GOREMAD-GRDE/DRA-DSFLPR/CONN-PTM de fecha 27 de agosto de 2014, indican que la Comunidad Nativa EL PILAR se encontraba en proceso de GEOREFERENCIACIÓN.

Que, de los actuados se observa el Informe Técnico N° 016-2017-GOREMAD-DRA/DSFLPR de fecha 31 de enero de 2017, en el cual la Responsable de la Unidad de Comunidades Nativas de la Dirección de Saneamiento Físico Legal de la Propiedad Rural de la Dirección Regional de Agricultura, Indica en su considerando 3.3 Durante el procedimiento se ha cumplido con lo descrito en la Guía Metodológica aplicable para la Georeferenciación de los planos del territorio de comunidades Nativas tituladas, es así que teniendo en cuenta que se remitió el plano georeferenciado a Ex INRENA, ahora Dirección Regional Forestal y de Fauna Silvestre para su conocimiento y





INFORME DE INVESTIGACIÓN DEL TÍTULO DE LA UNIVERSIDAD DEL PERÚ

para que puedan emitir opinión para el procedimiento no es vinculante, si no, la finalidad de la remisión del plano georeferenciado es con la finalidad de que esta pueda tomar conocimiento y actualizar su base gráfica y en su numeral 3.7 señala: Se debe tener en cuenta que el Contrato de Concesión de la Sra. Juana Quispe Baca se otorgó durante el año 2012 mientras que el Título de Propiedad fue otorgado durante el año 1988; utilizándose para dicho instrumentos de medición clásicos, los mismos que no podían definir de manera exacta e inmutable el área de la comunidad, razón por la cual mediante el procedimiento de Georeferenciación y utilizando para ellos instrumentos de medición exactos se levanta la información en campo, marcándose los linderos que desde el momento de su titulación la comunidad nativa ha mantenido y resultado de ello constituye la RDR N° 144-2015-GOREMAD-GRDE/BSA que aprueba el procedimiento seguido por la Dirección de Saneamiento Físico Legal de la Propiedad Rural.

Que, debe advertirse que en el Marco de lo dispuesto por la Ley 22175 – Ley de Comunidades Nativas y de Desarrollo Agrario de las Regiones de Sierra y Costa, la comunidad nativa El Pilar se reconoció su existencia como persona jurídica mediante Resolución Directoral N° 0043-84-AG-PA-XXIV-MD de fecha 11 de setiembre de 1984, inscrita en la Partida N° 07002708 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Madre de Dios y en el Registro Regional de Comunidades Nativas de la Dirección Regional Agraria de Madre de Dios; y con Resolución Ministerial N° 0432-85-AG/DIRA-AR de fecha 23 de junio de 1985 se resolvió aprobar el procedimiento administrativo para la demarcación del territorio que actualmente ocupa la comunidad Nativa "El Pilar" así mismo se dispone se otorgue el Título de Propiedad N° 0018-85 a favor de la referida comunidad con una extensión de 2,690 Ha inscrita en Registros Públicos en la Partida N° 07002708 de la Oficina Registral de Madre de Dios.

Fronte a lo expuesto cabe destacar la existencia del Convenio Número 169 de la OIT sobre Pueblos Indígenas y Tribales, el cual fue ratificado por el Perú con la aprobación de la Resolución Legislativa N° 26253 del 08 de diciembre de 1993 por el Congreso Peruano, en el cual se describe en el artículo 13 numeral 2 "2. La utilización del término *terras en los artículos 15 y 16 deberá incluir el concepto de territorios, lo que cubre la totalidad del hábitat de las regiones que los pueblos interesados ocupan o utilizan de alguna otra manera*". En este mismo sentido señala el artículo 14 numeral 1 "1. *Deberá reconocerse a los pueblos interesados el derecho de propiedad y de posesión sobre las tierras que tradicionalmente ocupan. Además, en los casos apropiados, deberán tomarse medidas para salvaguardar el derecho de los pueblos interesados a utilizar tierras que no están actualmente ocupadas por ellos, pero a los que hayan tenido tradicionalmente acceso para sus actividades tradicionales y de subsistencia (...)*" y en su artículo 15 numeral 1 señala "1. *Los derechos de los pueblos interesados a los recursos naturales existentes en sus tierras deberán protegerse especialmente (...)* 2. *En caso de que perteneciera al Estado la propiedad de las mineras o de los recursos del subsuelo, o tenga derechos sobre otros recursos existentes en las tierras, los gobiernos deberán establecer o mantener procedimientos con miras a consultar a los pueblos interesados, a fin de determinar si los intereses de esos pueblos serían perjudicados, y en qué medida, antes de emprender o autorizar cualquier programa de prospección o explotación de los recursos existentes en sus tierras (...)*". Dentro del marco de este convenio se emite la Resolución Directoral Electiva N° 082-2005-AG-PETT-DE, de fecha 30 de junio de 2005 por el cual se aprobó la Guía Metodológica para la Georeferenciación de los Planos del territorio de las Comunidades tituladas, normativa en la cual se amparó el procedimiento para determinar el área que ocupa la Comunidad Nativa;

Que, la recurrente ha señalado tener conocimiento respecto a la superposición de su concesión para el Aprovechamiento de Productos Forestales diferentes a la Madera N° GOREMAD-GRRYGMA-DRFFS/TAM-C-OPB-40-12, otorgada en fecha 04 de diciembre de 2012, pero que esta consista en un área de 32,5281 Ha en virtud de la inscripción de su Título de Propiedad N° 0018-85 de una extensión de 2,690 Ha inscrita en Registros Públicos en la Partida N° 07002708 de la Oficina Registral de Madre de Dios otorgada todavía en 1988, pero después de la georeferenciación se le reconoce un área de 183,643 Ha dentro de la concesión de la apelante, por lo cual considera vulnerado su derecho, pero enténdase que conforme a lo expuesto, la razón por la cual se "amplio" el territorio de la comunidad nativa El Pilar, es por haberse determinado su derecho de uso en esas áreas anteriores a los derechos reconocidos a la concesionaria, estando justamente en la situación que los instrumentos con los cuales se midió inicialmente no dieron coordenadas exactas, habiéndose tomado en cuenta otros establecimientos en el convenio de la OIT N° 169, el cual es vigente y exigible su cumplimiento.

Que, respecto al procedimiento de exclusión citado por la administrada Juana Quispe Baca, se tiene con Informe N° 014-2016-GOREMAD-GRRNYGA-DRFFS-CAJ de fecha 05 de julio de 2016, el cual indica que el procedimiento de exclusión solicitado por la Comunidad Nativa El Pilar del área de la Concesión Forestal No Maderable con contrato N° GOREMAD-GRRNYGMA-DRFFS/TAM-C-OPB-040-12 aún se encuentra pendiente de evaluación, por cuanto, aun no hay pronunciamiento de este procedimiento administrativo por parte de la Dirección Forestal y de Fauna Silvestre.

Que, respecto a la apelación de la Resolución Directoral Regional N° 205-2015-GOREMAD-GRDE/DRA de fecha 09 de setiembre de 2015 (refiriéndose a declarar firme la Resolución Directoral Regional N° 144-2015-GOREMAD-GRDE/DRA radicado a los señores FENAMAD y la Dirección de Saneamiento Físico Legal), debe procederse lo señalado en el Decreto Supremo N° 004-2015-JUS, que aprueba el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444 – Ley del Procedimiento Administrativo General en su Art. 317.3. No cabe la impugnación de actos que son





reproducción de otros anteriores que hayan quedado firmes, ni la de los confirmatorios de actos consentidos por no haber sido recurridos en tiempo y forma, por tanto esta solicitud deviene en improcedente.

Que, nuestro ordenamiento jurídico - administrativo, prevé y señala los requisitos que deben reunir las declaraciones de las Entidades Públicas para que generen efectos jurídicos sobre los derechos, intereses y obligaciones de los administrados, estableciendo que cuando estos requisitos no concuerden en la declaración expresada en el Acto Administrativo **este resulta como inválido**, en ese extremo el Decreto Supremo N° 004-2018-JUS, que aprueba el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444 - Ley del Procedimiento Administrativo General, en su Art. 10° establece y señala expresamente los vicios que invalidan la declaración de la Entidad y cesan su nulidad de pleno derecho al señalar que "(...) son vicios del acto administrativo que causan su nulidad de pleno derecho, los siguientes: 1) La Contravención a la Constitución, a las Leyes o las Normas reglamentarias; 2) El defecto o la omisión de alguno de sus requisitos de validez (...)" esta misma norma en su artículo IV, dispone "1.1 Principio de Legalidad.- Las autoridades administrativas deben actuar con respeto a la Constitución, la ley y al derecho, dentro de las facultades que le estén atribuidas y de acuerdo con los fines para los que les fueron conferidas. 1.2. Principio del debido procedimiento.- Los administrados gozan de los derechos y garantías implícitos al debido procedimiento administrativo (...) y a impugnar las decisiones que los afecten. Y el 1.3 Principio de Imparcialidad.- Las autoridades administrativas actúan en ninguna clase de discriminación entre los administrados, otorgándoles tratamiento y tutela igualitarios, frente al procedimiento, reaccionando conforme al ordenamiento jurídico y con atención al interés general; entonces, dentro de las facultades que le estén atribuidas y de acuerdo con los fines para los que les fueron conferidas, corresponde declarar INFUNDADO respecto a la Resolución Directoral Regional N° 144-2016-GOREMAD-GRDE/DRA de fecha 03 de agosto de 2016 e IMPROCEDENTE respecto a la Resolución Directoral Regional N° 209-2016-GOREMAD-GRDE/DRA de fecha 09 de setiembre de 2016, solicitada por la recurrente; en función a los fundamentos antes expuestos.

Con la visación de la Oficina Regional de Asesoría Jurídica, y en uso de las facultades conferidas en la Ley N° 27887 Ley Orgánica de Gobiernos Regionales y sus modificaciones; y la Resolución Ejecutiva Regional N° 087-2016-GOREMAD/GR de fecha 31 de marzo del 2016;

SE RESUELVE:

ARTICULO PRIMERO.- DECLARAR INFUNDADO, el Recurso de Apelación interpuesto JUANA QUISPE BACA, contra la Resolución Directoral Regional N° 144-2016-GOREMAD-GRDE/DRA de fecha 03 de agosto de 2016, por las consideraciones expuestas en la presente resolución.

ARTICULO SEGUNDO.- DECLARAR IMPROCEDENTE, el Recurso de Apelación interpuesto JUANA QUISPE BACA, contra la Resolución Directoral Regional N° 209-2016-GOREMAD-GRDE/DRA de fecha 09 de setiembre de 2016, por las consideraciones expuestas en la presente resolución.

ARTICULO TERCERO.- DAR POR AGOTADA LA VIA ADMINISTRATIVA, dejando a salvo el derecho del recurrente de acudir a la vía correspondiente.

ARTICULO CUARTO.- NOTIFICAR a los interesados Juana Quispe Baca, al Presidente de la Comunidad Nativa El Pilar, al Presidente de la FENAMAD, a la Dirección de Sancionamiento Físico-Legal de la Propiedad Rural y a las instancias del Gobierno Regional con las formalidades de ley.

REGISTRESE, COMUNIQUESE Y CÚMPLASE;

Recibido en fecha de 18 febrero 2019
2019
J. Quispe Baca
27041047
ROM 15 55





Buscar aquí...

[\(https://www.actualidadambiental.pe/\)](https://www.actualidadambiental.pe/)

[INICIO \(https://www.actualidadambiental.pe/\)](https://www.actualidadambiental.pe/)

[NOTICIAS \(https://www.actualidadambiental.pe/category/general/\)](https://www.actualidadambiental.pe/category/general/)

[BOLETÍN \(https://www.actualidadambiental.pe/boletin/\)](https://www.actualidadambiental.pe/boletin/)

[OPINIÓN \(https://www.actualidadambiental.pe/category/debate-abierto/\)](https://www.actualidadambiental.pe/category/debate-abierto/)

[INTERACTIVO \(https://www.actualidadambiental.pe/\)](https://www.actualidadambiental.pe/)

[REGIONES \(https://www.actualidadambiental.pe/\)](https://www.actualidadambiental.pe/)

[CONTACTO \(https://www.actualidadambiental.pe/informacion/contactos/\)](https://www.actualidadambiental.pe/informacion/contactos/)

[Inicio \(https://www.actualidadambiental.pe/\)](https://www.actualidadambiental.pe/) > [Noticias \(https://www.actualidadambiental.pe/category/general/\)](https://www.actualidadambiental.pe/category/general/) >

Madre de Dios: 9 detenidos en operativo contra minería ilegal en comunidad nativa “El Pilar”

/ Lunes 29 de Mayo, 2017



https://www.actualidadambiental.pe/wp-content/uploads/2017/05/mineria_ilegal_comunidad_nativa_el_pilar_1.jpeg

Foto: El Comercio.

Compártelo:

WhatsApp
<https://www.actualidadambiental.pe/madre-de-dios-9-detenidos-en-operativo-contra-mineria-ilegal-en-comunidad-nativa-el-pilar/?share=jetpack-whatsapp&nb=1>

< [Artículo anterior \(https://www.actualidadambiental.pe/del-29-de-mayo-al-2-de-junio-participa-en-la-xv-semana-amazonica-pucp/\)](https://www.actualidadambiental.pe/del-29-de-mayo-al-2-de-junio-participa-en-la-xv-semana-amazonica-pucp/)

[Siguiente artículo > \(https://www.actualidadambiental.pe/1200-hectareas-invasadas-y-violencia-en-la-primer-area-de-conservacion-privada-del-peru/\)](https://www.actualidadambiental.pe/1200-hectareas-invasadas-y-violencia-en-la-primer-area-de-conservacion-privada-del-peru/)

ETIQUETAS:

- [AMAZONÍA \(HTTPS://WWW.ACTUALIDADAMBIENTAL.PE/\)](https://www.actualidadambiental.pe/)
- [COMUNIDAD NATIVA \(HTTPS://WWW.ACTUALIDADAMBIENTAL.PE/\)](https://www.actualidadambiental.pe/)



...motos, balanzas e implementos para el procesamiento del oro, según información publicada en El Comercio.

La operación se realizó con el reclamo de los comuneros, quienes señalaban que la intervención debió haberse hecho con la autorización de la comunidad o de la **Federación Nativa del Río Madre de Dios y Afluentes (Fademas)**.

Los detenidos son: Gilmar Pérez Areque (61), Clever Irarica Riquelme (39), Miller Irarica Riquelme (30), César Chuquipura Chuco (33), Willians Cima Pizango (33), Humberto Juan de Dios Calcina Choque (26), Jorge Ribeyro Pereyra (21), Junior Omar Calampa Núñez (25) y Walter Calampa Shahuano (52).



(https://www.actualidadambiental.pe/wp-content/uploads/2017/05/mineria_ilegal_comunidad_nativa_el_pilar_2.jpeg)

Foto: El Comercio.

Según declaraciones del **fiscal Américo Bautista**, se tiene información extraoficial de que 3 de los 9 detenidos serían integrantes de la **comunidad nativa "El Pilar"**.

La **Fiscalía** solicitó prisión preventiva para los 9 detenidos. El juez a cargo determinó 5 meses para 6 detenidos (Clever Irarica Riquelme, Gilmar Pérez Areque, César Chuquipura Chuco, Willians Cima Pizango, Humberto Juan de Dios Calcina Choque y Jorge Ribeyro Pereyra); en tanto que se declaró infundado el pedido de prisión preventiva para los 3 restantes (Miller Irarica Riquelme, Junior Omar Calampa Núñez y Walter Calampa Shahuano).



(https://www.actualidadambiental.pe/wp-content/uploads/2017/05/mineria_ilegal_comunidad_nativa_el_pilar_3.jpeg)

Foto: El Comercio.

([HTTPS://WWW.ACTUALIDADAMBIENTAL.PE/MADRE DE DIOS](https://www.actualidadambiental.pe/madre-de-dios/))
([HTTPS://WWW.ACTUALIDADAMBIENTAL.PE/DE-DIOS/](https://www.actualidadambiental.pe/de-dios/)), [MINERÍA ILEGAL](#)
([HTTPS://WWW.ACTUALIDADAMBIENTAL.PE/ILEGAL/](https://www.actualidadambiental.pe/ilegal/)), [PUEBLOS INDÍGENAS](#)
([HTTPS://WWW.ACTUALIDADAMBIENTAL.PE/INDIGENAS/](https://www.actualidadambiental.pe/indigenas/))



Pienso que esa no es una manera de proceder. Descarto que comuneros hayan realizado actividad minera. Ninguno de los detenidos es miembro de la comunidad”, dijo en declaraciones a Telepuerto Noticias (<https://www.facebook.com/telepuerto.mdd/videos/809425819212492/>).

El fiscal Américo Bautista destacó que se haya logrado prisión preventiva para 6 de los detenidos e indicó que no se descarta la posibilidad de que 3 de esas personas sean integrantes de la comunidad nativa “El Pilar”. “La comunidad, predios y áreas de la comunidad conforman recursos naturales del Estado. El delito de contaminación ambiental no solo afecta a la comunidad o a un grupo de personas sino el interés de la sociedad. Ponderando, la afectación que puede suceder con la comunidad nativa no está por encima del interés de la colectividad que se pretende proteger combatiendo el delito de minería ilegal”, señaló Bautista en declaraciones dadas a Telepuerto Noticias (<https://www.facebook.com/telepuerto.mdd/videos/809406355881105/>).



(https://www.actualidadambiental.pe/wp-content/uploads/2017/05/mineria_ilegal_comunidad_nativa_el_pilar_4.jpeg)

Foto: El Comercio.

Intervención justificada

Abogados de la SPDA indican que la intervención inopinada y el uso de la fuerza pública para la erradicación de la minería ilegal se justifican en el operativo. “Previamente a una interdicción se realiza una constatación. Hay casos en que se presenta lo que los fiscales llaman “informe de inteligencia”, que lo realiza la Policía, para interdicar con certeza a los ilegales y no a informales. Si el informe y la constatación dicen que hay minería ilegal, se justifica la intervención”, indicaron.

“Los derechos de las comunidades nativas están reconocidos, pero partamos por considerar que estamos hablando de un delito: minería ilegal. Su erradicación, por preponderancia de derechos, está por encima del derecho territorial de las comunidades nativas. No es cierto que haya delitos que no aplican para ellos. La responsabilidad es individual y la sanción es pena de cárcel, con agravante por haberse realizado en el territorio de una comunidad nativa”, concluyeron los abogados.





(https://www.actualidadambiental.pe/wp-content/uploads/2017/05/mineria_ilegal_comunidad_nativa_el_pilar_5.jpg)

Compártelo:

Compartir 0

Twitter

WhatsApp (<https://www.actualidadambiental.pe/madre-de-dios-9-detenidos-en-operativo-contramineria-ilegal-en-comunidad-nativa-el-pilar/?share=jetpack-whatsapp&nb=1>)

COMENTARIOS FACEBOOK

OTROS

0 comentarios

Ordenar por Más antiguos



Agregar un comentario...

Plugin de comentarios de Facebook

ARTÍCULOS RELACIONADOS



/ Viernes 3 de Diciembre, 2021

Cierre de brechas: titularán 16 comunidades nativas de Loreto

(<https://www.actualidadambiental.pe/cierre-de-brechas-titularan-16-comunidades-nativas-de-loreto/>)



/ Martes 30 de Noviembre, 2021

Minam rechaza iniciativa del Congreso para ampliar el plazo de formalización minera

(<https://www.actualidadambiental.pe/minam-rechaza-iniciativa-del-congreso-para-ampliar-el-plazo-de-formalizacion-minera/>)



/ Miércoles 1 de Diciembre, 2021

[PDF] Agenda 2021-2026: SPDA plantea propuestas ambientales en 10 temas centrales

(<https://www.actualidadambiental.pe/pdf-agenda-2021-2026-spda-plantea-propuestas-ambientales-en-10-temas-centrales/>)



/ Miércoles 1 de Diciembre, 2021

Cusco: denuncian agresión a fiscales durante operativo contra la minería ilegal en Camanti

(<https://www.actualidadambiental.pe/cusco-denuncian-agresion-a-fiscales-durante-operativo-contra-la-mineria-ilegal-en-camanti/>)



Únete al Boletín de Noticias de Actualidad Ambiental

Unirme

(https://www.actualidadambiental.pe/?page_id=21217)



Un proyecto de la Sociedad Peruana de Derecho Ambiental (SPDA)
Prolongación Arenales 437 San Isidro
(Lima 27, Perú)
Teléfono: (511) 612 4700



INICIO (<https://www.actualidadambiental.pe/>)
NOTICIAS (<https://www.actualidadambiental.pe/category/general/>)
BOLETÍN (<https://www.actualidadambiental.pe/boletin/>)
OPINIÓN (<https://www.actualidadambiental.pe/category/debate-abierto/>)
INTERACTIVO (<https://www.actualidadambiental.pe/>) REGIONES (<https://www.actualidadambiental.pe/>)
CONTACTO (<https://www.actualidadambiental.pe/informacion/contactos/>)





SPIJ: CONSTITUCION POLITICA, LEYES ORGANICAS Y CODIGOS\NORMAS
LEGALES\1986\MARZO \Lunes, 24 de marzo de 1986 \ENERGIA Y MINAS

Sector: ENERGIA Y MINAS

Fecha de Publicación: 24 de marzo de 1986

**Aprueban contrato de servicios petroleros con riesgo del lote N° 1-AB, entre "PETROPERU" S.A. y
OCCIDENTAL PETROLEUM CORPORATION OF PERU- Sucursal del Perú.**

DECRETO SUPREMO N° 006-86-EM-PP

CONCORDANCIAS: **[D.S. N° 024-91-EM \(/spij-ext-web/detallenorma/H752768\)](#)**
[D.S. N° 024-96-EM \(/spij-ext-web/detallenorma/H771146\)](#)
[D.S.N° 007-2000-EM \(/spij-ext-web/detallenorma/H790301\)](#)

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, Petróleos del Perú - PETROPERU S.A. se propone suscribir con Occidental Petroleum Corporation of Peru, Sucursal del Perú, un Contrato de Servicios Petroleros con Riesgo respecto del área del Lote 1-AB de la Selva Norte del país; para lo cual ha presentado un proyecto de Contrato negociado;

Que, la industria del petróleo e hidrocarburos análogos es ejercida fundamentalmente por el Estado, admitiéndose el concurso de la empresa privada en las etapas de exploración y explotación mediante el sistema de contratos acorde con el interés nacional;

Que, Petróleos del Perú - PETROPERU S.A. mediante Decreto Ley N° 22774 ha sido autorizada para celebrar contratos petroleros en sus diversas modalidades;

Que, es de interés y necesidad nacional incrementar la exploración de las áreas con posibilidades petrolíferas, con la finalidad de incrementar las reservas de hidrocarburos del país;

Que, mediante Decreto Supremo N° 033-81-EM/DGH de 18 de Diciembre de 1981, se establecen normas para la nomenclatura y delimitación de los lotes que deben ser materia de contratación de acuerdo con el Decreto Ley N° 22774;

Que, de conformidad con el Decreto Ley N° 18883 se ha declarado de necesidad nacional la exploración y explotación de hidrocarburos en las áreas que se encuentran ubicadas dentro de los cincuenta (50) kilómetros de frontera, así como el transporte de dichos hidrocarburos;

Que, por Decreto Supremo N° 389-85-EF, de fecha 27 de agosto de 1985, que declaró rescindidos los contratos suscritos anteriormente para las operaciones de los lotes 1A-A y 1-B con Occidental Petroleum Corporation of Peru, Sucursal del Perú, se autorizó a



en los Decretos Supremos N° s. 407-85-EF y 479-85-EF;

Que, Petróleos del Perú - PETROPERU S.A. ha negociado, conforme a la autorización otorgada en las condiciones antes indicadas, así como conforme a lo establecido en el Acuerdo de Bases suscrito entre las partes con fecha 26 de Diciembre de 1985 y a las leyes vigentes, un nuevo contrato con la firma Occidental Petroleum Corporation of Peru, Sucursal del Perú, para la ejecución de servicios petroleros con riesgo sobre el área del lote redefinido como 1-AB, derivado de los Lotes 1A-A y 1-B que anteriormente estuvieron bajo contrato con la misma empresa y conforme el plano adjunto al presente Decreto Supremo;

Que, en consideración a lo establecido en el numeral 7.13 de las Bases Generales para Contratos Petroleros en operaciones de exploración y/o explotación de hidrocarburos aprobadas por el Decreto Ley N° 22774, es procedente otorgar la garantía allí señalada;

De acuerdo con las opiniones favorables emitidas por la Dirección General de Hidrocarburos y el Vice-Ministro de Energía del Ministerio de Energía y Minas, de la Dirección General de Contribuciones y la Dirección General de Aduanas del Ministerio de Economía y Finanzas, de la Dirección General de Asuntos Jurídicos del Ministerio de Justicia, del Banco Central de Reserva del Perú, del Comando Conjunto de la Fuerza Armada y de la Contraloría General de la República;

De conformidad con los Decretos Leyes Nos. 18883, 18890, 22774, 22775, 22862 y el Decreto Supremo N° 010-80-EF y normas reglamentarias, modificatorias y complementarias;

De conformidad con el inciso 11 del artículo 211 de la Constitución del Política del Perú;

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros:

DECRETA:

Artículo 1.- Apruébase la conformación, su delimitación y nomenclatura del Lote 1-AB de la Selva Norte del Perú, adjudicándolo a Petróleos del Perú - PETROPERU S.A. y declarándolo disponible para su exploración y explotación mediante el sistema de contratos de conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 22774. El plano de dicho lote forma parte integrante del presente Decreto Supremo.

Artículo 2.- Apruébase el Contrato de Servicios Petroleros con Riesgo del Lote 1-AB contenido en veintiún (21) cláusulas, una cláusula adicional y en los anexos "A-1", "A-2", "B", "C", "D" y "E" a celebrarse entre PETROLEOS DEL PERU - PETROPERU S.A. y OCCIDENTAL PETROLEUM CORPORATION OF PERU- SUCURSAL DEL PERU, con intervención del Banco Central de Reserva del Perú en representación del Estado, para garantizar a la referida empresa la disponibilidad de divisas provenientes de sus Servicios Petroleros en el país durante la vigencia del contrato, de conformidad con el Decreto Ley N° 18890.

Artículo 3.- Autorízase a Petróleos del Perú - PETROPERU S.A. para suscribir el Contrato de Servicios Petroleros con Riesgo con OCCIDENTAL PETROLEUM CORPORATION OF PERU- SUCURSAL DEL PERU, respecto del área Lote 1-AB de la



Artículo 4.- Autorízase al Vice-Ministro de Hacienda del Ministerio de Economía y Finanzas, para suscribir en representación del Estado, el Contrato de Servicios Petroleros con Riesgo que se aprueba por este Decreto Supremo.

Artículo 5.- El presente Decreto Supremo rige desde la fecha de su expedición y será refrendado por los Ministros de Energía y Minas y de Economía y Finanzas.

(* Ver gráfico en el diario oficial El Peruano de la fecha.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintidós días del mes de marzo de mil novecientos ochentiséis.

ALAN GARCIA PEREZ

Presidente Constitucional de la República.

WILFREDO HUAITA NUÑEZ

Ministro de Energía y Minas.

LUIS ALVA CASTRO

Ministro de Economía y Finanzas.



SPIJ: CONSTITUCION POLITICA, LEYES ORGANICAS Y CODIGOS\NORMAS
LEGALES\1996\MAYO\Jueves, 30 de mayo de 1996 \ENERGIA Y MINAS

Sector: ENERGIA Y MINAS

Fecha de Publicación: 30 de mayo de 1996

Aprueban adecuar a la normatividad vigente y modifican contrato de servicios petroleros sobre el Lote 1-AB celebrado entre PETROPERU S.A. y Occidental Petroleum Corporation of Peru

DECRETO SUPREMO N° 024-96-EM

(* De conformidad con el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 007-2000-EM ([/spij-ext-web/detallenorma/H790301](#)), publicado el 18 abril 2000, se aprueba la Cesión de Posición Contractual en el Contrato de Servicios para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB, aprobado por Decreto Supremo N° 024-96-EM, por parte de Occidental Peruana Inc., Sucursal del Perú, a favor de Pluspetrol Peru Corporation, Sucursal del Perú, así como la modificación del citado contrato, derivada de la cesión que se aprueba en el presente artículo.

(* De conformidad con el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-2001-EM ([/spij-ext-web/detallenorma/H807736](#)), publicado el 25 mayo 2001, se aprueba la Modificación del Contrato de Servicios para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB, aprobado por el presente Decreto Supremo, a un Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB, para los fines a que se refiere la parte considerativa del presente Decreto Supremo, a celebrarse entre PERUPETRO S.A. y Pluspetrol Peru Corporation S.A.

(* De conformidad con el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 048-2002-EM ([/spij-ext-web/detallenorma/H835865](#)), publicado el 20 noviembre 2002, se aprueba la modificación del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB, aprobado por Decreto Supremo N° 022-2001-EM, en razón de la escisión parcial de PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A. a favor de PLUSPETROL NORTE S.A.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, es política del Gobierno promover el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas a fin de garantizar el futuro abastecimiento de combustibles sobre la base de la libre competencia;

Que, por Decreto Supremo N° 006-86-EM/PP, de fecha 22 de marzo de 1986, se aprobó el Contrato de Servicios Petroleros con Riesgo del Lote 1-AB, celebrado entre Petróleos del Perú - PETROPERU S.A. y Occidental Petroleum Corporation of Peru, Sucursal del Perú, al amparo de las disposiciones contenidas en los Decretos Leyes N° s. 22774, 22775 y sus normas modificatorias y complementarias;



una nueva fórmula de pago de la retribución por los servicios petroleros;

Que, la Tercera Disposición Transitoria de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, establece que los contratos que estuviesen en vigor a la fecha de entrada en vigencia de la mencionada Ley continuarán sujetos a las normas legales que los regían en el momento de su suscripción; otorgando, a su vez, la facultad a los Contratistas de solicitar su adecuación a las nuevas disposiciones, para lo cual se deben negociar y celebrar los respectivos acuerdos modificatorios;

Que, en uso de la facultad prevista en dicha Disposición Transitoria, la empresa Occidental Petroleum Corporation of Peru, Sucursal del Perú, solicitó la adecuación del Contrato de Servicios Petroleros con Riesgo del Lote 1-AB a los términos y condiciones de la Ley N° 26221;

Que, PERUPETRO S.A., en mérito a lo dispuesto en el inciso d) del Artículo 6 de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, ha asumido los derechos y obligaciones del contratante en los contratos existentes celebrados al amparo de los Decretos Leyes N° s. 22774, 22775 y sus normas modificatorias, así como en los Convenios de Evaluación Técnica;

Que, por Escritura Pública de fecha 1 de febrero de 1995, Occidental Petroleum Corporation of Peru, Sucursal del Perú, fue absorbida por fusión por Occidental Peruana, Inc., Sucursal del Perú, con efectividad desde dicha fecha, asumiendo esta última todos los derechos y obligaciones, sin limitación alguna, de Occidental Petroleum Corporation of Peru, Sucursal del Perú;

Que, el Directorio de PERUPETRO S.A., por Acuerdo N° D/068-95, de fecha 21 de setiembre de 1995, autorizó la revisión y renegociación de la tarifa y adecuación del Contrato de Servicios Petroleros con Riesgo del Lote 1-AB a los términos y condiciones de la Ley N° 26221;

Que, el Directorio de PERUPETRO S.A., por Acuerdo N° D/007-96, de fecha 30 de enero de 1996, aprobó el proyecto de adecuación y modificación del Contrato de Servicios Petroleros con Riesgo del Lote 1-AB, elevándolo al Poder Ejecutivo para su consideración y respectiva aprobación;

Que, de acuerdo con lo establecido en los Artículos 63 y 66 de la Ley N° 26221, Decreto Legislativo N° 668 y demás normas aplicables, es procedente otorgar las garantías señaladas en estos dispositivos;

De conformidad con los incisos 8) y 24) del Artículo 118 de la Constitución Política del Perú y la Ley N° 26221 - Ley Orgánica de Hidrocarburos;

DECRETA:

Artículo 1.- Apruébase la adecuación a la normatividad vigente y modificación del Contrato de Servicios Petroleros con Riesgo del Lote 1-AB, bajo la denominación de Contrato de Servicios para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB, que consta de Antecedentes, Generalidades, veintitrés (23) Cláusulas, una (1) Cláusula Adicional y cuatro (4) Anexos, a celebrarse entre PERUPETRO S.A. y Occidental Peruana, Inc., Sucursal del



de Hidrocarburos.

Artículo 2.- Apruébase la transferencia del equipo e instalaciones ubicados en el Area de Contrato a los que se refiere el acápite 18.24 del Contrato de Servicios Petroleros con Riesgo del Lote 1-AB aprobado por Decreto Supremo N° 006-86-EM/PP, de propiedad de Petróleos del Perú -PETROPERU S.A., a favor de PERUPETRO S.A., para cuyo efecto, PETROPERU S.A. y PERUPETRO S.A., harán el inventario y valorización de dicho equipo e instalaciones en un plazo máximo de sesenta (60) días, contados a partir de la fecha de vigencia del presente Decreto Supremo.

Artículo 3.- Autorízase a PERUPETRO S.A. a suscribir el Contrato de Servicios para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB a que se refiere el Artículo 1 de este Decreto Supremo.

Artículo 4.- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas y por el Ministro de Economía y Finanzas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintinueve días del mes de mayo de mil novecientos noventa y seis.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI

Presidente Constitucional de la República

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI

Ministro de Energía y Minas

JORGE CAMET DICKMANN

Ministro de Economía y Finanzas



AIDSESEP
Asociación Interétnica
de Desarrollo de la
Selva Peruana

Search



(/)

ig)

([https://twitter.com/aidesep_org?
lang=es](https://twitter.com/aidesep_org?lang=es))

(<https://www.facebook.com/aidesep/>)

Demanda de comunidades Achuar a la Oxy culmina en acuerdos fuera de tribunales

Imagen:



Así lo dio a conocer el abogado del caso, Marco Simon de la ONG Earthrights (ERI), organización que acompañó de cerca los últimos nueve años que duró el proceso legal iniciado tras la denuncia de cinco comunidades Achuar del río Corrientes por “violación de derechos a la vida, la salud y la seguridad de las personas asociada a la contaminación petrolera” en contra la empresa Occidental Petroleum (Oxy).

La perseverancia en el recojo de pruebas de las comunidades de **Antioquía, José Olaya, Nueva Jerusalén, Pampa Hermosa, y Saukí**, pertenecientes a la cuenca loretana del río Corrientes, llevaron a ejercer presión a la empresa en su misma “casa”, los Ángeles EEUU, quienes acordaron una reunión fuera de tribunales dónde se logró un documento extrajudicial de “conciliación” en la cual las partes se complacen en confirmar que llegaron a un acuerdo sobre las cuestiones en litigio que se resume, en que la empresa financie proyectos de desarrollo comunitario en beneficio de las PPII de las comunidades del Corrientes, por un monto no precisado.



la presentación hecha en conferencia de prensa realizada en Lima hoy jueves 5 de marzo del 2015.



Por su parte, Adolfina García Sandi, mujer Achuar de la comunidad de José Olaya, dijo encontrarse sumamente satisfecha con este logro, ya que considera que la muerte de sus hijos sirvió para que su demás familia y comunidades tengan la oportunidad de acceder a estos fondos de desarrollo para su pueblo, “todos los años que la empresa ha estado en mi comunidad ha hecho daño y perjuicio y lo hemos podido hacer notar con el apoyo de Racimos de Ungurahui, ERI y Amazon Watch” explicó la lideresa en su idioma nativo.

“Nosotros sabemos que la empresa tenía conocimiento de nuestros problemas y hemos hecho la demanda en EEUU, porque en Perú hay mucha corrupción y no hubiéramos tenido justicia” agregó entre lágrimas García Sandi.

Junto a este acuerdo entre las comunidades indígenas y la empresa petrolera, se aprobó en asamblea de los pueblos del Corrientes, la creación del **Fondo de Desarrollo del Alto Corrientes (FODAC)** cuya misión es gestionar proyectos de desarrollo para las cinco comunidades y otras más del corrientes que se verían beneficiadas previo acuerdo de asamblea general y la presentación de sus proyectos, precisó el presidente de esta institución, Pablo Kucush Sandi, también Achuar del Río Corrientes.

A su turno, la abogada Lily La Torre con más de 15 años de experiencia en la zona, recordó la situación en la se encontraban estos pueblos: “Quedé impactada con la situación en la que Vivian estos pueblos, los niños y las madres tenían el dolor en sus ojos, por esos años, la empresa imperaba en la zona, no había posibilidad de moverse sin que ellos lo supieran, hasta las cámaras estaban decomisadas” compartió La Torre.



y niñas Achuar, además dijo “recuerdo que se tuvo que cambiar la legislación para que las aguas que fueran contaminadas por los posos fueran reinyectados y con ellos los PPII no fueran tan afectados” precisó la especialista.

La realidad de las comunidades, es que la contaminación sigue vigente en esta parte de la amazonía, antes con Oxy y ahora con la Pluspetrol, los lotes 1AB, el 8, el 192, etc. Son casos sin resolver para las 4 cuencas (Marañón, Corrientes, Tigre y Pastaza). Al respecto, Henderson Rengifo, presidente de AIDSESP se pregunta, ¿cuántas empresas más pasarán para que los derechos de los pueblos indígenas sean respetados?, es decir, ¿cuántas demandas tenemos que llevar a tribunales internacionales para que se den cuenta que nos están matando?, desde AIDSESP, siempre buscaremos el bien comunitario, por lo que nuestra lucha por el aseguramiento jurídico de nuestros territorios, demanda que sigue viva en nuestros corazones, expresó el líder Achuar.

Asociación Interétnica de Desarrollo de la Selva Peruana. Av.
San Eugenio 981. Santa Catalina - La Victoria.

Institucional: aidesep@aidesep.net.pe

Comunicación e Incidencia:

comunicaciones@aidesep.org.pe

(+511) 471 7118

(/)





SPIJ: CONSTITUCION POLITICA, LEYES ORGANICAS Y CODIGOS\NORMAS LEGALES\2000
VABRIL\Martes, 18 de abril de 2000\ENERGIA Y MINAS

Sector: ENERGIA Y MINAS

Fecha de Publicación: 18 de abril de 2000

**Aprueban cesión de posición contractual en contrato de servicios para explotación de
hidrocarburos en el Lote 1-AB, aprobado por el D.S. N° 024-96-EM**

DECRETO SUPREMO N° 007-2000-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, es política del Gobierno promover el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas a fin de garantizar el futuro abastecimiento de combustibles sobre la base de la libre competencia;

Que, por Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, se norma las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional;

Que, mediante Decreto Supremo N° 024-96-EM, de fecha 29 de mayo de 1996, se aprobó la adecuación a la normatividad vigente y modificación del Contrato de Servicios Petroleros con Riesgo del Lote 1-AB, bajo la denominación de Contrato de Servicios para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB, ubicado en las provincias de Alto Amazonas y Loreto, departamento de Loreto, suscrito entre PERUPETRO S.A. y Occidental Peruana Inc., Sucursal del Perú;

Que, el Artículo 12 de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, dispone que los Contratos, una vez aprobados y suscritos, sólo podrán ser modificados por acuerdo escrito entre las partes; y, que las modificaciones serán aprobadas por Decreto Supremo refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y de Energía y Minas;

Que, el Artículo 17 de la Ley N° 26221, señala que el Contratista o cualquiera de las personas naturales o jurídicas que lo conformen, podrán ceder su posición contractual o asociarse con terceros previa aprobación por Decreto Supremo refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y de Energía y Minas; agrega, asimismo, que las cesiones conllevarán el mantenimiento de las mismas responsabilidades en lo concerniente a las garantías y obligaciones otorgadas y asumidas en el contrato por el Contratista;

Que, al amparo de lo establecido en la cláusula décimo séptima del citado contrato, la empresa Occidental Peruana, Inc., Sucursal del Perú, comunicó a PERUPETRO S.A. su intención de ceder el total de su participación contractual a favor de la empresa Pluspetrol Peru Corporation, Sucursal del Perú;



Servicios para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB, elevándolo al Poder Ejecutivo para su consideración y respectiva aprobación;

Que, de acuerdo con lo establecido en los Artículos 63 y 66 de la Ley N° 26221, Decreto Legislativo N° 668, y demás normas aplicables, es procedente extender las garantías señaladas en estos dispositivos al nuevo Contratista;

De conformidad con los incisos 8) y 24) del Artículo 118 de la Constitución Política del Perú y la Ley N° 26221 - Ley Orgánica de Hidrocarburos;

DECRETA:

Artículo 1.- Apruébase la Cesión de Posición Contractual en el Contrato de Servicios para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB, aprobado por Decreto Supremo N° 024-96-EM, por parte de Occidental Peruana Inc., Sucursal del Perú, a favor de Pluspetrol Peru Corporation, Sucursal del Perú, así como la modificación del citado contrato, derivada de la cesión que se aprueba en el presente artículo.(*)

(*) De conformidad con el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-2001-EM ([/spij-ext-web/detallenorma/H807736](#)) publicado el 25-05-2001, se aprueba la modificación del contrato de servicios para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB, a un contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB, a celebrarse entre PERUPETRO S.A. y Pluspetro Corporation S.A.

Artículo 2.- Autorízase a PERUPETRO S.A., a suscribir con la empresa Pluspetrol Peru Corporation, Sucursal del Perú, con la intervención del Banco Central de Reserva del Perú, la cesión y modificación del Contrato de Servicios para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB, que se aprueba en el artículo precedente.

Artículo 3.- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas y por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los diecisiete días del mes de abril del año dos mil.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI

Presidente Constitucional de la República.

EFRAIN GOLDENBERG SCHREIBER

Ministro de Economía y Finanzas.

JORGE CHAMOT SARMIENTO

Ministro de Energía y Minas.



SPIJ: CONSTITUCION POLITICA, LEYES ORGANICAS Y CODIGOS\NORMAS
LEGALES\2002\FEBRERO\Miércoles, 20 de febrero de 2002 \ENERGIA Y MINAS

Sector: ENERGIA Y MINAS

Fecha de Publicación: 20 de febrero de 2002

Dejan sin efecto artículo de decreto supremo que estableció disposiciones relativas al desarrollo de actividades colaterales de naturaleza comercial utilizando infraestructura energética

DECRETO SUPREMO N° 007-2002-EM

Enlace Web: EXPOSICIÓN DE MOTIVOS - PDF.
(<http://spij.minjus.gob.pe/Graficos/Peru/2002/Febrero/20/EXP-DS-007-2002-EM.pdf>)

NOTA: Esta Exposición de Motivos no ha sido publicada en el diario oficial “El Peruano” , a solicitud del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, ha sido enviada por el Ministerio de Energía y Minas, mediante Oficio N° 955-2017-MEM/SEG, de fecha 20 de junio de 2017.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, en virtud del Artículo 2 del Decreto Supremo N° 030-2001-EM, se dispone que cuando la infraestructura de transmisión y distribución de electricidad, o de transporte y distribución de hidrocarburos, y/o las obras y/o los trabajos asociados a ésta, sean aprovechados para el desarrollo de alguna actividad colateral, las tarifas para la actividad principal serán recalculadas;

Que, el artículo antes indicado desalienta las inversiones en actividades colaterales, al determinar una reducción automática de los ingresos por la actividad principal a los concesionarios de electricidad o hidrocarburos que utilicen su infraestructura para el desarrollo de actividades colaterales con carácter comercial;

Que, la no ejecución de inversiones colaterales sobre la base de la infraestructura energética, generaría impactos negativos en inversión, empleo, competencia y oferta de servicios adicionales al usuario;

De conformidad con lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 560, Ley del Poder Ejecutivo; y

En uso de las atribuciones conferidas en el numeral 8. del Artículo 118 de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- Déjese sin efecto el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 030-2001-EM.



Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los diecinueve días del mes de febrero del año dos mil dos.

ALEJANDRO TOLEDO

Presidente Constitucional de la República

ROBERTO DAÑINO ZAPATA

Presidente del Consejo de Ministros

JAIME QUIJANDRÍA SALMÓN

Ministro de Energía y Minas



INFORME N° 411 -2014-OEFA/DS-HID

PARA : DELIA MORALES CUTI
Directora de Supervisión

DE : MARIA ANTONIETA MERINO TABOADA
Subdirectora de Supervisión Directa

LÁZARO WALTHER FAJARDO VARGAS
Coordinador de Hidrocarburos

KARINA TAFUR ASENJO
Especialista I de la Coordinación de Hidrocarburos

SAMANTHA PATRICIA BOY ROCA
Especialista Legal en Materia de Hidrocarburos
Dirección de Supervisión

ASUNTO : Resumen Ejecutivo sobre la situación ambiental del Lote 1-AB operado por la empresa Pluspetrol Norte S.A.

FECHA : Lima, 20 OCT. 2014

El presente documento comprende el Resumen Ejecutivo de las acciones de supervisión efectuadas al Lote 1AB operado por Pluspetrol Norte S.A. tomando en cuenta la particular importancia que revisten los resultados de estas acciones por el próximo vencimiento del contrato suscrito entre el Estado peruano y la referida empresa.



El Resumen Ejecutivo ha sido elaborado en el marco de la Directiva N° 001-2012-OEFA/CD "Directiva que promueve mayor transparencia respecto de la información que administra el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental" aprobado por Resolución del Consejo Directivo N° 015-2012-OEFA/CD, que norma la elaboración y emisión de Reportes Públicos de los Informes de Supervisión y comprende todos aquellos aspectos que han sido objeto de consultas o inquietudes de la ciudadanía, pero sin emitir juicios de valor, debido a que muchos de estos resultados pueden ser objeto de Procedimientos Administrativos Sancionadores.



I. ANTECEDENTES

1. El 01 de junio de 2001, mediante el Decreto Supremo N° 022-2001-EM, Pluspetrol Perú Corporation S.A. y Perupetro S.A. (en adelante, **Perupetro**) firmaron el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB.
2. El 06 de enero de 2003, mediante Decreto Supremo N° 048-2002-EM, la empresa Pluspetrol Norte S.A. (en adelante, **Pluspetrol**), empresa escindida de Pluspetrol Perú Corporation S.A., y Perupetro firmaron la modificación del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1 AB.

[Handwritten initials]

[Handwritten initials]



subrogándose el primero en la posición de cesionario respecto al contrato de concesión para la explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB.

3. Cabe indicar que, la empresa Pluspetrol viene operando el Lote 1-AB de acuerdo al contrato de concesión antes referido, el cual tiene como fecha de término el 29 de agosto de 2015, es decir dentro de diez (10) meses.
4. Sin embargo, a la fecha, Pluspetrol no ha solicitado ante la autoridad competente la aprobación de un instrumento de gestión ambiental que le permita, previa aprobación del certificador, realizar un retiro ordenado del lote así como la remediación ambiental que correspondiera, de acuerdo con las obligaciones ambientales asumidas con la concesión.
5. Adicionalmente, debe indicarse que, desde el año 2012, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en adelante, el OEFA)¹ ha realizado 22 supervisiones al Lote 1-AB en ejercicio de las funciones de supervisión directa encomendadas por ley. La última de estas correspondió a una supervisión regular integral realizada del 24 al 31 de marzo de 2014, cuya finalidad fue verificar en campo el estado de la gestión ambiental desempeñada por Pluspetrol en el Lote 1-AB.

II. OBJETO

6. El presente informe tiene por objeto exponer la situación ambiental del Lote 1-AB, en atención a las acciones de supervisión realizadas por el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en adelante, el OEFA) en ejercicio de sus funciones de Supervisión Directa. Además, se incluye todos aquellos aspectos que han sido objeto de consultas entorno a la problemática de abandono, remediación y devolución por la empresa Pluspetrol del área en operación del Lote 1-AB, considerando que el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el referido lote culmina en agosto del año 2015.

III. ANÁLISIS

III.1. EL LOTE 1-AB Y SUS ACTIVIDADES HIDROCARBURÍFERAS

III.1.1. Ubicación

7. El Lote 1-AB se encuentra ubicado en las provincias del Dátom del Marañón y Loreto, en el departamento de Loreto, en la selva amazónica, región norte de la amazonia peruana.
8. Originalmente, comprendía un área total de 479 265 hectáreas y poseía una forma rectangular de 100 x 70 kilómetros aproximadamente. Sus límites eran: (i) por el noroeste, con la frontera del Ecuador; (ii) por el noreste, con una línea imaginaria ubicada aproximadamente a 20 kilómetros del río Tigre; (iii) por el sureste, con una línea imaginaria de noreste-suroeste a través de Jibarto Sur, y; (iv) por el suroeste con otra línea imaginaria cerca del río Pastaza.

¹ El OEFA adquirió competencia para ejercer funciones de fiscalización ambiental en el sector hidrocarburos el 4 de marzo de 2011.



9. El 24 de noviembre del 2011, Perupetro aceptó la devolución de áreas del Lote 1-AB efectuada por Pluspetrol, permaneciendo éste como operador de 287 050.906 hectáreas, que corresponden al 42.25% del total del lote originalmente concesionado. Las áreas que permanecen dentro de la concesión, se pueden observar en el siguiente mapa:

Mapa de áreas retenidas por Pluspetrol en el Lote 1-AB



III.1.2. Instrumentos de Gestión Ambiental

10. El OEFA asumió las funciones de supervisión en hidrocarburos el 4 de marzo de 2011. En esa fecha, la empresa Pluspetrol contaba con los siguientes instrumentos de gestión ambiental:
- (i). Plan de Manejo Ambiental del Proyecto de Reinyección de Aguas de Producción y Facilidades de Superficie en el Lote 1-AB, aprobado por el MINEM el 17 de julio de 2007, mediante la Resolución Directoral N° 612-2007-MEM/AAE, cuyos compromisos han sido supervisados en la Supervisión Integral llevada a cabo en marzo del 2014 (Anexo N° 01).
 - (ii). Plan de Manejo Ambiental (PMA) del Programa de Adecuación para el cumplimiento de los Límites Máximos Permisibles (LMP) previstos en el Decreto Supremo N° 014-2010-MINAM para las Emisiones Gaseosas y de Partículas de Actividades del Sub Sector Hidrocarburos, aprobado por el MINEM el 15 de enero de 2013 mediante la Resolución Directoral N° 015-2013-MEM/AAE. La adecuación a los LMP de emisiones gaseosas concluirá el 2014, conforme establece el instrumento, por lo que a la fecha aún no se encuentra sujeto a supervisión y fiscalización.



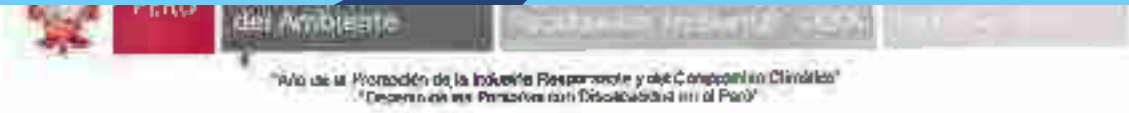
Visión de la Promoción de la Industria Responsable y del Comercio Justo:
"Dignidad de las Personas con Discapacidad en el Perú"

- (iii) Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) del Lote 1-AB, aprobado por el MINEM el 26 de marzo de 1996 mediante la Resolución Directoral N° 099-96-EM/DGH, contiene el Plan de Monitoreo de Aguas que ha sido objeto de supervisión en marzo del 2014² (Anexo N° 02).
- (iv) Plan Ambiental Complementario (PAC) del Lote 1-AB, aprobado por el MINEM el 20 de abril de 2005, mediante Resolución Directoral N° 0153-2005-MEM/AAE. El PAC tiene como finalidad la remediación de las áreas contaminadas que no habían sido remediadas a través del PAMA, o de aquellas áreas que no habiendo sido identificadas previamente a la aprobación del PAC, fueron identificadas durante la ejecución de dicho instrumento. Este instrumento culminó su periodo de vigencia en el año 2009, sin embargo se mantuvieron ciertos compromisos que fueron verificados en la supervisión integral llevada a cabo en marzo del 2014 (Anexo N° 03).
- (v) Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado del Proyecto: Perforación de 1 pozo Exploratorio, 2^o de Desarrollo y Facilidades de Producción en el Yacimiento Carmen - Lote 1-AB, aprobado por el MINEM el 11 de enero de 2007 mediante Resolución Directoral N° 042-2007-MEM/AAE. Cabe señalar que en la supervisión integral de marzo 2014 no se supervisaron actividades de exploración, toda vez que dichas actividades no se realizan a la fecha en el Lote-1 AB.
- (vi) Estudio de Impacto Ambiental y Social del Proyecto de Perforación de 20 Pozos de Desarrollo y Construcción de Facilidades de Producción en los Yacimientos: Carmen Noreste, Huayuri Norte, Huayuri Sur, Shiviyaqui Noreste, Dorissa, Jibarito y Capahuari Sur del Lote 1-AB, aprobado por el MINEM el 26 de setiembre de 2008, mediante la Resolución Directoral N° 394-2008-MEM/AAE. En la supervisión integral de marzo 2014 no se supervisaron actividades de exploración, toda vez que dichas actividades no se realizan a la fecha en el Lote 1 AB.

11. Como se aprecia, existe una gestión ambiental fragmentada para las operaciones del Lote 1AB, pues no se cuenta con un instrumento de gestión ambiental integral que considere todos los componentes que conforman el referido lote, así como los procesos en su conjunto; siendo que la mayoría de las obligaciones ambientales fiscalizables que regulan las actividades de producción llevadas a cabo por Pluspetrol en el Lote 1-AB provienen de la normativa ambiental, siendo este el contexto en que se han llevado a cabo las supervisiones desde el año 2012.

² La Resolución Directoral N° 003-95-EM/DGH aprobó la presentación anual de un Plan de Manejo Ambiental (PMA), así así que el PAMA de 1995 comprendía al PMA para el año 1995-1996, y sucesivamente se aprobaban PMA anuales. No obstante, en el año 1999 se aprobó un PMA que estableció el Programa de Monitoreo de las Aguas a ser ejecutado durante todo el periodo de operación de la empresa en el Lote 1 AB.

³ Nota: se refiere a dos pozos de desarrollo.



"Vía de la Promoción de la Industria Responsable y del Consumo Responsable"
"Decreto de las Promociones con Responsabilidad en el Perú"

III.1.3. Producción

12. La producción diaria promedio del Lote 1-AB es la siguiente:

COMPONENTE	CANTIDAD
Crudo	17 267 barriles
Agua de producción	620 842 barriles
Gas de producción	6 163 miles de pies cúbicos

13. El Lote 1-AB produce dos tipos de crudo, uno de densidad liviana o mediana y otro de densidad pesada. Los yacimientos de Capahuari Norte, Capahuari Sur, Dorissa, Forestal, Shivyacu, Huayuri producen crudo de tipo liviano o mediano y se encuentran ubicados en la parte occidental del Lote 1-AB, mientras que los yacimientos de San Jacinto, Jibarp y Jibarito producen crudo de tipo pesado y se encuentran ubicados en la parte oriental del lote.

14. A continuación se muestra en el cuadro N° 01 el estado de los pozos del Lote 1-AB, de acuerdo a lo declarado por la empresa en su Informe Ambiental Anual del periodo 2013:

Cuadro N° 01
Estado de los pozos del Lote 1-AB (Al 31 de diciembre 2013)
Estado de los pozos del Lote 1-AB

Pozos		Número
En operación	Pozos en producción de crudo	110
	Inyectores activos de agua de producción	20
	Inyectores inactivos de agua de producción	3
Cerrados	ATA ⁽¹⁾	76
	APA ⁽²⁾	40
Total		249

Fuente: Informe Ambiental Anual periodo 2013

⁽¹⁾ Pozos abandonados temporalmente

⁽²⁾ Pozos abandonados permanentemente



15. Cabe mencionar que durante el año 2013 se ha reinyectado el 100% del agua producida en el Lote 1AB, según lo manifestado por Pluspetrol en el Informe Ambiental Anual del periodo 2013.

16. En el Cuadro N° 02 se presenta el resumen mensual de los fluidos producidos en las Baterías del Lote 1AB.

af

A

81



Wanda la Resurrección de Ingrida Rosales y el Compañero Director
Sección de Inyección y/o de Control de Agua

Cuadro N° 02:
Resumen Mensual de Producción de fluidos por Baterías en el Lote 1AB.

Batería	Producción (m³)	Consumo (m³)	Saldo (m³)
Capahuari Norte	15 327.8	10 279.9	5 047.9
Carmen	23 678.0	4 771.0	1 896 507.0
Donasa	19 650.0	6 717.0	636 291.0
Capahuari Sur	55 444.0	49 054.0	1 790 558.0
Forestal	48 021.6	23 203.7	2 282 766.1
Huayuri Norte	16 919.2	1 052.8	63 439.0
Huayuri Sur	21 677.0	9 060.0	1 017 022.0
Jibaro	37 852.0	5 208.0	1 040 294.0
Jibaro	50 017.0	12 129.0	2 520 070.0
Shiviyacu	83 448.0	35 431.0	4 538 057.0
San Jacinto	89 120.0	18 348.0	2 888 989.0
Shiviyacu Nor Este	19 831.0	2 139.0	324 155.0
Tambo	5 731.0	5 089.0	68 208.0
TOTAL	516 608.5	184 482.4	18 330 973.1

Fuente: Informe Ambiental Anual periodo 2013

17. En el Cuadro N° 03 se observa los pozos inyectoras y el volumen inyectado mensual en las diferentes baterías del Lote 1AB.

Cuadro N° 03:
Estado de los pozos inyectoras (al 31 de Diciembre de 2013) y caudal de inyección en Barriles de Agua de Producción por mes (BAPM)

Campo	Nombre	Caudal (m³/día)	Producción (BAPM)
Capahuari Norte	CAPN-04D	357 350.0	2 606.1
	CAPN-11R	343 335.0	2 608.4
Capahuari Sur	CAPS-15D	657 262.0	2 574.8
	CAPS-39H	721 631.0	2 616.0
Donasa	DORI-10	208 810.0	1540.6
	DORI-11D	626 429.0	1603.1
Forestal	FORE-04D	1 768 565.0	2176.9
	FORE-06D	527 061.0	2288.8
San Jacinto	SANJ-03D	1 083 566.0	1935.2
	SANJ-09D	811 817.0	1666.9
	SANJ-15B	591 615.0	1643.5
Shiviyacu	SHIV-04	1 227 233.0	1666.3
	SHIV-05	1 500 196.0	1674.8



"Año de la Promoción de la Inclusión Socioeconómica y del Compromiso Climático"
"Decenio de las Personas con Discapacidad en el Perú"

	SHIV-09D	994 128.0	1735.5
	SHIV-11D	1 372 348.0	1765.5
	SHIV-15D	601 817.0	1777.3
Huayuri	HUYS-07D	1 080 455.0	1736.3
	JIBX-01X	1 397 485.0	1985.9
Jibarito	JIBA-02C	1 091 949	2158.8
	JIBA-04D	1 070 925.0	2150.7
TOTAL		18 421.107	--

Fuente: Informe Ambiental Anual período 2013

III.1.4. Proceso productivo

18. El proceso productivo - extractivo es similar en cada una de las plantas de producción del Lote 1-AB. El fluido llega hasta el múltiple de producción desde donde se distribuye hacia los separadores de flujo, en el que se separan los gases de los líquidos (petróleo y agua). Usualmente, la separación es por gravedad bifásica y si es necesario, estas unidades pueden separar individualmente cada elemento (agua, petróleo y gas).
19. Los líquidos (agua y petróleo) pasan a los tratadores para la separación final. El petróleo es enviado al tanque de lavado, donde las pequeñas partículas de agua que aún contiene son separadas y enviadas al sistema de tratamiento de agua. El petróleo deshidratado es enviado a tanques de transferencia para su posterior bombeo a la estación recolectora o Gathering, desde donde es transportado a través del Oleoducto Nor Peruano a la refinería.
20. Actualmente, el gas producido en los separadores es enviado a los compresores y usado para producir los pozos "Gas Lift" y/o almacenado en un pozo, el exceso es quemado.
21. De acuerdo al diagrama de flujo que se presenta en la Figura N° 01, extraído del Informe Ambiental Anual del periodo 2013, en el Lote 1-AB se viene reinyectando las aguas en todas las baterías: Huayuri, Jibarito-Jibaro, Corissa en el año 2007; Capahuari Sur, Capahuari Norte, Forestal y Shiviycu en el año 2008, y, San Jacinto desde abril del 2009. Para ello, se ha instalado un tren de tratamiento de agua para separar el aceite remanente de las separaciones previas de crudo y agua. El objetivo de este tren es obtener una buena calidad de agua que permita reinyectar sin perjuicio de la formación. El agua tratada se traslada mediante un sistema de bombeo de media presión hasta la Isla de Reinyección donde se reinyecta al subsuelo mediante el uso de bombas de alta presión.



Handwritten signature

Handwritten signature



III.1.5. Áreas de Producción

22. La fase exploratoria permitió definir los siguientes yacimientos petrolíferos o áreas de producción: Capahuari Norte, Capahuari Sur, Huayuri, Dorissa, Jibarito-Jibaro, Shiviyaçu, Forestal, San Jacinto y Bartra⁴. A continuación se efectúa una breve explicación de los procesos productivos de cada componente.

a) Batería Capahuari Sur

23. La producción de los pozos llega a un *manifold* o colector en la batería; luego de lo cual pasa por los equipos separadores (bifásicos) de líquido – gas y continúa a los tratadores (trifásicos) donde se termina de separar el poco gas remanente del crudo y el agua. Este remanente es derivado al sistema de tanque de residencia y poza de decantación, donde se separa el remanente de aceite del agua. Posteriormente, el crudo es enviado al tanque de almacenamiento para su despacho a los yacimientos de crudo pesado y la planta de destilación primaria para la producción de diésel (*Topping Plant*).

24. El gas húmedo pasa a un separador gas – líquido (*scrubber*). Gran parte de este gas pasa a los compresores de alta presión para el levantamiento artificial de algunos pozos y como combustible para los quemadores de *Gathering Station*. El excedente es quemado en la antorcha (*flare*).

25. Actualmente se reinyecta la totalidad del agua producida en la Batería Capahuari Sur.

b) Batería Capahuari Norte

26. La producción de los pozos llega a un *manifold* o colector en la batería; luego de lo cual pasa por los equipos tratadores (trifásicos) donde se separa el crudo, gas y agua. El agua es derivada a un tanque de residencia donde se separa el remanente de aceite en agua. El crudo pasa al tanque de almacenamiento para su despacho a los yacimientos de crudo pesado vía la batería de Capahuari Sur.

27. El gas húmedo pasa a un separador gas – líquido (*scrubber*). Parte del gas pasa a los compresores de baja para ser enviado mediante un ducto a Capahuari Sur. Según la necesidad, el excedente es quemado en la antorcha (*flare*).

28. Actualmente se reinyecta la totalidad del agua producida en la Batería Capahuari Norte.

c) Batería Huayuri

29. La producción de los pozos llega a un *manifold* o colector en la batería; luego de lo cual pasa por los equipos tratadores (trifásicos) donde se separa el crudo, gas y agua. El agua es derivada a las pozas (API) de decantación y recuperación. El crudo pasa al tanque de lavado para separar el agua remanente, para posteriormente ser trasladado al tanque de almacenamiento para su despacho al campo de crudo pesado Jibarito.



KA

SA

⁴ De acuerdo al estado de declinación natural de producción de los campos explorados por Pluspetrol en el Lote 1-AB, el yacimiento Bartra se encuentra desactivado temporalmente desde el año 2003.



- 30. El gas húmedo pasa a un separador gas – líquido (*scrubber*). Parte del gas se consume como combustible en los generadores de planta y el excedente es quemado en la antorcha.
- 31. Asimismo, bombea nuevamente el crudo liviano de Capahuari Sur y Norte hacia los campos de Jibarito, San Jacinto y *Topping Plant* (Planta de destilación primaria de diesel).
- 32. Actualmente se reinyecta la totalidad del agua producida en la Bateria Huayuri.

d) Bateria Forestal

- 33. La producción de los pozos llega a un *manifold* o colector en la batería; luego de lo cual pasa por los equipos tratadores (trifásicos) donde se separa el crudo, gas y agua. El agua es derivada al sistema de tanque de residencia y poza de separación donde se separa el remanente de aceite en agua. El crudo pasa al tanque de lavado para separar el agua remanente, luego al tanque de almacenamiento para su despacho a la batería de Shivyacu. El gas húmedo pasa a un separador gas – líquido (*scrubber*), de donde el gas seco es quemado en la antorcha (*flare*).

- 34. Actualmente se reinyecta la totalidad del agua producida en la Bateria Forestal.

e) Bateria Dorissa

- 35. La producción de los pozos llega a un *manifold* o colector en la batería; luego de lo cual pasa por los equipos tratadores (trifásicos) donde se separa el crudo, gas y agua. Parte del agua es derivada a un tanque de residencia para bombeo a los pozos de reinyección y otra parte es derivada a las pozas (API) de decantación y recuperación. El crudo pasa al tanque de almacenamiento para su despacho al campo de crudo pesado, Jibarito.

- 36. El gas húmedo pasa a un separador gas – líquido (*scrubber*). Parte del gas se consume como combustible en los generadores de planta y el excedente es quemado en la antorcha.

- 37. Actualmente se reinyecta la totalidad del agua producida en la Bateria Dorissa.

f) Bateria Shivyacu

- 38. La producción de los pozos llega a un *manifold* o colector en la batería; luego de lo cual pasa por los equipos tratadores (trifásicos) donde se separa el crudo, gas y agua. El agua es derivada a las pozas (API) de decantación y recuperación. El crudo pasa al tanque de lavado para separar el agua remanente, luego al tanque de almacenamiento para su despacho a otro tanque de almacenamiento (colector) del crudo de las baterías de Forestal, San Jacinto y Shivyacu para su posterior despacho a la central recolectora de *Gathering Station* en Andoas.

- 39. El gas húmedo pasa a un separador gas – líquido (*scrubber*). Parte del gas se consume como combustible en los generadores de planta y quemadores del horno de la *Topping Plant* y el excedente es quemado en la antorcha (*flare*).



Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten signature



40. Actualmente se reinyecta la totalidad del agua producida en la Bateria Shivyacu.

g) Bateria San Jacinto

41. La producción de los pozos llega a un *manifold* o colector en la batería; luego de lo cual pasa al diversificador de flujos trifásico (*flow splitter*) donde se separa crudo, gas y agua. Este diversificador direcciona el crudo a los equipos tratadores (trifásicos) donde separa el gas y agua remanentes. El agua es derivada al sistema de poza de separación y poza de seguridad para separar los rastros de aceite del agua. El crudo pasa al tanque de lavado para separar el agua remanente, y posteriormente al tanque de almacenamiento para su despacho a la batería de Shivyacu. El gas húmedo pasa a un separador gas – líquido (*scrubber*). Parte del gas es secado en una planta deshidratadora de gas por glicol para su consumo como combustible en la planta de generación eléctrica y el excedente es quemado en la antorcha (*flare*).

42. Esta planta recibe crudo liviano de Capahuari Sur y Norte para la mezcla, ya que produce crudo pesado.

43. Actualmente desde abril del 2009 se reinyecta la totalidad del agua producida en la Bateria San Jacinto.

h) Bateria Jibarito / Jibaro

44. La producción de los pozos de Jibarito y Jibaro llegan a un *manifold* o colector en la batería via líneas colectoras (*trunk lines*), luego pasa al separador de flujo (*flow splitter*), donde se separa crudo, gas y agua. Posteriormente, el crudo es trasladado a los equipos tratadores (trifásicos) los cuales separan el gas y agua remanentes. Adicionalmente, pasa a las desaladoras para separar aún más el agua remanente. Parte del agua es derivada a un tanque de residencia para ser bombeado a los pozos de reinyección y otra parte es derivada a las pozas (API) de decantación y recuperación. El crudo pasa al tanque de lavado para separar el agua remanente, luego al tanque de almacenamiento para su posterior despacho a la central recolectora de Gathering Station en Andoas via la batería de Huayuri.

45. Esta planta recibe crudo liviano de Capanuari Sur y Norte, Huayuri y Dorissa para la mezcla, ya que produce crudo pesado.

46. Actualmente se reinyecta la totalidad del agua producida en la Bateria Jibarito/Jibaro.

i) Estación Recolectora Gathering Station

47. Recibe la producción de las baterías en las plantas consistentes en tratadores y desaladoras (trenes) donde es tratado para conseguir las características contractuales para la entrega final a Perupetro en la estación de bombeo de Petroperú. El crudo se entrega a los tanques de Petroperú a través de un medidor másico (sistema Coriolis). El agua de tratamiento es desechada a las pozas (API) de decantación y recuperación.



Handwritten initials: *RZ* and *AB*

Handwritten mark: *Ant*



Año de la Promoción de los Sistemas Superiores y de las Artesanía Artesanos
"Demanda de un Futuro con Más Esperanza al Perú"

- 48. Para el tratamiento del crudo existen 7 calentadores y 7 desaladoras (tren) uno de los cuales permanece en espera.
- 49. Se utiliza 2.500 bdp de agua fresca para el tratamiento del crudo.
- 50. La estación está equipada con un sistema de control automático de última tecnología Cuenta con el sistema SCADA¹ para la detección de fugas en los diferentes oleoductos entre las baterías y control de pozos via microondas.
 - j) Carmén
 - 51. Reservorio que bombea la producción de fluidos a la Bateria de Shiviyaçu directamente desde el pozo, para su tratamiento.
 - k) Tambo
 - 52. Reservorio que bombea la producción de fluidos a la Bateria de Capahuari Sur directamente desde el pozo, para su tratamiento. Durante el 2008 hubo dos pozos del yacimiento que estuvo en operación el Tambo 1X y Tambo 4C. A fines del 2012 se puso en operación el pozo Tambo 4C.

III.2 RESULTADOS DE ACCIONES DE SUPERVISIÓN Y SITUACIÓN AMBIENTAL

a) Supervisiones realizadas por el OEFA entre el 2012 y el 2013

- 53. Entre el año 2012 y 2013, la Dirección de Supervisión del OEFA ha realizado veintún (21) acciones de supervisión a las instalaciones del Lote 1-AB, respecto a diversos componentes y baterías (Baterías Capahuari Norte, Carmén, Dorissa, Capahuari Sur, Forestal Huayun Norte, Huayun Sur, Jibaro, Jibaro, Shiviyaçu, San Jacinto, Shiviyaçu Nor Este y Tambo), así como sus respectivas áreas de influencia.
- 54. De estas supervisiones, once (11) fueron especiales, nueve (09) regulares y una (01) por monitoreo. Cabe precisar que las supervisiones especiales se efectuaron en respuesta a emergencias ambientales, es decir, por derramos de hidrocarburo producidos en las instalaciones del Lote 1-AB, cuyos volúmenes han oscilado entre 35 galones y 54 barriles de petróleo crudo. Se adjunta un mapa con el detalle de las referidas supervisiones (Anexo N° 04).

b) Supervisión regular integral 2014

- 55. A partir del año 2014, se ha adoptado un nuevo enfoque de las acciones de supervisión directa, que prioriza la verificación de los componentes críticos de los

¹ SCADA: es el acrónimo en inglés con el que se denomina la tecnología de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (Supervisory Control And Data Acquisition). Este software permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia, facilita retroalimentación en tiempo real con los dispositivos de campo (sensores y actuadores) y controla el proceso automáticamente. El término SCADA usualmente se refiere a un sistema central que monitorea y controla un punto (máquinas en general, depósitos, bombas, etc.) o un sistema que se extiende sobre una gran distancia (kilómetros / millas). Por ejemplo, un sistema SCADA puede permitirle a un operador cambiar el punto de consigna (set point) de control para el flujo y permitirá grabar y recibir cualquier condición de alarma como la pérdida de un flujo o una alta temperatura.



"Año de la Promoción de la Industria Responsable y del Compromiso Ciudadano"
"Decenio de las Relaciones con el Ambiente"

procesos productivos, es decir, aquellos elementos y actividades del proceso productivo que potencialmente pueden generar daños ambientales. Asimismo, este nuevo enfoque tiene por objeto evaluar el desempeño del administrado supervisado en el desarrollo de sus actividades, para lo cual se realiza un diagnóstico integral de las áreas concesionadas a su favor. Así, bajo el nuevo enfoque de la fiscalización ambiental las acciones de supervisión no solo van a evaluar componentes o instalaciones de manera puntual, sino que dicha evaluación va a comprender un análisis del impacto de las actividades realizadas por el administrado supervisado en las áreas de influencia donde opera.

56. Considerando el nuevo enfoque de fiscalización ambiental, del 24 al 31 de marzo de 2014, la Dirección de Supervisión realizó una supervisión regular integral al Lote 1-AB, verificándose en campo el estado de la gestión ambiental desempeñada por el operador Pluspetrol a través de la inspección de ciento ochenta y cuatro (184) instalaciones o componentes del lote en las siguientes baterías e instalaciones: Capahuari Norte, Capahuari Sur, Carmen, Dorissa, Forestal, Huayuri Norte, Huayuri Sur, Jibanto- Jibaro, Shivyacu, San Jacinto, Shivyacu Nor Este y Tambo, así como sus respectivas áreas de influencia.
57. Como resultado de dicha supervisión, se identificaron, entre otros, los siguientes hechos (Anexos N° 05 al 07):

- (i). Ausencia o falla de impermeabilización de áreas estancas de tanques de almacenamiento de hidrocarburos: Se supervisaron 48 tanques, identificándose 17 puntos que se encontraban sin una adecuada impermeabilización de áreas estancas. La importancia de tal impermeabilización es evitar el riesgo de contaminación de los componentes ambientales, tales como suelo, aguas superficiales y aguas subterráneas, pues al depositarse estos productos sobre el suelo, existe riesgo de migración de sus compuestos hacia las aguas subterráneas, pudiendo además generar una situación de potencial daño a la vegetación presente en las áreas estancas.
- (ii). Ausencia o falla de impermeabilización de áreas de proceso: Se supervisaron 7 tratadores de crudo, pudiéndose observar que 2 de éstos no estaban ubicados sobre una fosa de concreto impermeabilizada, siendo que en caso el crudo que contiene se derrame, podría impactar el suelo.
- (iii). Quemado de gas en condiciones no controladas o no autorizadas: Se encontraron 3 fieras (chimenea) en esta situación. Pluspetrol viene quemando el gas natural proveniente de la batería de producción en condiciones no controladas, existiendo un daño real por emisiones de monóxido de carbono al ambiente, al evidenciarse la combustión incompleta por la presencia de una llama visible de color amarillento y humo negro.
- (iv). Inadecuado funcionamiento del sistema de contención de las plataformas de los pozos de producción: Se encontró 3 pozos que no cuentan con el sardinel para evitar el ingreso de agua de escorrentía a la cantina de los pozos (contención). Por ello, en caso de presentarse precipitaciones pluviales intensas, se podría originar un derrame de los hidrocarburos por rebose, afectando los suelos adyacentes y la flora y fauna existente.



Handwritten initials in blue ink.

Handwritten initials in blue ink.



- (v). Inadecuado funcionamiento del sistema de drenaje de residuos líquidos: Los tanques sumideros son recipientes de concreto diseñados para recibir los drenajes de los fluidos que puedan acumularse en las cisternas de los pozos (petróleo crudo, agua de formación, agua de lluvia y productos químicos). Asimismo, las áreas de inyección de químicas y áreas de alimentación eléctrica cuentan con drenajes hacia el ambiente que solo deberían utilizarse previo análisis del efluente a descargar.

Durante la supervisión, Pluspetrol manifestó que los efluentes acumulados en el tanque sumidero son retirados periódicamente por un camión cisterna. Sin embargo, es necesario que el drenaje cuente siempre con una válvula y que esta sea precintada, implementando un mecanismo de control que impida su fácil manipulación y realizar análisis de laboratorio al efluente descargado.

El tanque sumidero ubicado en la locación Marsella, al no estar debidamente cerrado puede recibir las escorrentías del agua de lluvia y en caso de presentarse precipitaciones pluviales intensas, estas podrían originar un derrame de los hidrocarburos por rebose, afectando los suelos adyacentes y la flora y fauna existente.

Durante la supervisión se identificó que la mayor cantidad de tanques sumideros cuentan con una válvula de cierre para evitar que el efluente sea vertido directamente al ambiente; sin embargo, en algunos casos no se pudo encontrar la referida válvula, por lo que no se pudo determinar de manera certera la forma de disposición final del efluente industrial.

- (vi). Inadecuado manejo de efluentes industriales: Los efluentes industriales, antes de ser vertidos al ambiente, deben ser analizados para verificar si cumplen con los límites máximos permisibles establecidos para los efluentes líquidos del Subsector Hidrocarburos. Sin embargo, durante la supervisión al Lote 1-AB se constató un vertimiento de aguas industriales directamente al ambiente, sin que se contase con autorización ni se realizase el análisis mencionado.

- (vii). Inadecuado manejo de efluentes domésticos: En cuanto al manejo de las aguas residuales domésticas, se obtuvieron valores que indican que no hay cloro disponible para la desinfección. También se halló aguas domésticas que sin contar con la autorización respectiva vienen disponiéndose en pozos de percolación que no cuentan con el tratamiento previo requerido en un tanque séptico, lo cual puede ocasionar afectación al suelo natural, seres vivos existentes y, de mantenerse esta situación, potencial afectación a la capa freática (agua subterránea superficial) por filtración o fuga. En total, se evidenciaron 6 vertimientos domésticos.

- (viii). Manejo inadecuado de sustancias químicas, lubricantes y combustibles: Se supervisó 482 componentes involucrados, entre cilindros, drenajes y almacenes; de estos se ha evidenciado inadecuado manejo de sustancias en 37 componentes.



"Año de la Promoción de la Industria Responsable y del Comercio Electrónico"
"Década de la Promoción de la Organización de Empresas"

A continuación, se presenta una tabla resumen de los principales aspectos encontrados en cada locación, referente al inadecuado almacenamiento y manejo de sustancias químicas.

Aspectos	Diesel	Lubrificantes	Químicas
No cuenta con sistema de doble contención.	Andas, Capahuari Norte, Shivyacu	Shivyacu	Andas, Capahuari Norte, Capahuari Sur, Carmen, Forestal, Teniente López, Dorista.
Sistemas de contención inadecuados	Tambó, Carmen.		Tambo, Carmen, Teniente López, Dorista
Sistema de contención lleno con agua de lluvia.	Andas, Forestal		
Almacenados a la intemperie y sobre el suelo.	Capahuari Norte	Andas, Shivyacu, Huayiri, Shivyacu	Shivyacu, Seha 12 de Octubre
Ausencia de hojas MSDS			Shivyacu, San Jacinto.

- (ix). Inadecuado manejo de residuos sólidos: Entre puntos con residuos (botaderos), almacenes, rellenos sanitarios e incineradores, son 45 áreas afectadas. El sistema de manejo de estos residuos (recolección, almacenamiento, tratamiento y disposición final), no se encuentra incorporado en un instrumento de gestión ambiental aprobado por la autoridad sectorial competente.



En el caso del Lote 1-AB, una de las principales deficiencias de la gestión de residuos sólidos es su inadecuado almacenamiento. De otro lado, debe indicarse que durante las supervisiones realizadas al Lote 1-AB se ha advertido de manera constante una inadecuada disposición de los residuos peligrosos³ en terrenos abiertos (intemperie), expuestos a los agentes ambientales (lluvia, viento, humedad, otros).



Cabe indicar que el administrado en la actualidad no cuenta con un método (incineración) aprobado por la autoridad sectorial competente para el tratamiento de sus residuos sólidos en el interior de sus instalaciones del Lote 1-AB.

- (x). Suelos impactados con hidrocarburos: Se detectaron 11 áreas impactadas por hidrocarburos, que se habrían originado por derrames, fugas y filtraciones de petróleo crudo desde tanques de almacenamiento, tanques sumideros, bombas, tuberías y otras instalaciones que operan en el lote.

RS

Los suelos afectados con hidrocarburos constituyen un peligro potencial debido a que pueden penetrar en el subsuelo e impactar en la napa freática; además, su condición (pulverizado) permite que sea acarreado por el viento y depositarse sobre estructuras vegetales (hojas y tallos) impidiendo realizar el proceso fotosintético, consecuentemente así a la muerte de las plantas y afectando la fauna y los ecosistemas existentes.

SH

Así, se ha observado la existencia de barras (residuos producto de la mezcla de hidrocarburo, sólidos y agua), suelos impregnados con hidrocarburo, cenizas, trapos impregnados con hidrocarburo, cilindros con residuos líquidos peligrosos, cilindros con residuos químicos en su interior, filtros, baldes de pintura, botellas de residuos, agua oleosa y baterías usadas.



Al respecto, se recomienda que estos sitios, que se encuentran dentro de las instalaciones operativas del lote, sean rehabilitados, teniendo en cuenta la magnitud de los impactos, el daño ambiental generado y el riesgo que representan.

- (xi) Inadecuado mantenimiento de equipos o instalaciones: Durante la supervisión regular integral se identificó la falta de mantenimiento en 3 de las juntas de concreto de las áreas estancas o cubetos de los tanques que almacenan el agua de producción (constituido de metales pesados), en los yacimientos Capahuan Norte y Capahuan Sur.

Asimismo, se ha observado que se requiere mantenimiento en la línea de flujo del Pozo San Jacinto 25 (Yacimiento San Jacinto), para evitar fisuras y posterior derrame de hidrocarburo.

- (xii) Almacenamiento de agua contra incendios: Las Pozas API en los yacimientos del Lote 1-AB, son estructuras de concreto de gran dimensión que en su momento sirvieron como un método físico de tratamiento de las aguas de producción. Dado que hoy se realiza la reinyección de aguas de producción, estas Pozas deberán ser utilizadas como pozas de almacenamiento de agua dulce para el Sistema Contra incendios de las baterías, conforme Instrumento de gestión ambiental.

Dicho compromiso no se viene cumpliendo, pues en las tres pozas API supervisadas se encontraron restos de hidrocarburos.

- (xiii) Instalaciones abandonadas: Mediante Oficio N° 11287-2012-08-GFHL/UPPD del 02 de enero del 2013, la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos del OSINERGMIN remitió a OEFA un listado de ciento veintitres (123) instalaciones inoperativas reportadas por Pluspetrol; sin embargo, durante esta supervisión se identificaron diecinueve (19) instalaciones inoperativas adicionales (tanques, pozas, cisternas, pozos, incineradores y ductos), que no habían sido declaradas, ni habían recibido un adecuado abandono.

- (xiv) No contar con permiso de captación de agua: El desarrollo de actividades del Lote 1-AB requiere el uso de agua superficial con fines poblacionales (necesidades básicas de los trabajadores en los campamentos) e industriales (procesos, sistema contra incendio y trabajos de mantenimiento de pozos). Por ello, es indispensable la captación de agua de cuerpos hídricos que se encuentren próximos a las áreas de las instalaciones (campamentos e instalaciones del proceso) donde se desarrollan las actividades. Es por ello que durante la supervisión se identificó los lugares de captación de agua superficial para el uso poblacional e industrial de los yacimientos Jbarito, Huayuri y Dorissa y se solicitó a Pluspetrol los permisos respectivos de uso de agua de todos los yacimientos que integran el Lote 1-AB. Sin embargo, Pluspetrol no acreditó tener el permiso de Uso de Agua para los trabajos de mantenimiento en la Plataforma del Pozo Dorissa 16.



Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten signature



"Año de la Promoción de la Industria Responsable y del Emprendimiento (Límite)"
"Norma de las Permisos con Duración del Perú"

58. Respecto a componentes ambientales, en dicha supervisión se ha efectuado el análisis de la calidad ambiental de agua (superficial, subterránea, de reinyección, efluentes domésticos e industriales), suelos, aire y emisiones gaseosas, tanto sobre la base de muestras y mediciones tomadas en campo, como sobre el análisis de informes de monitoreo presentados por la empresa. Como resultado de este análisis se han identificado puntos que exceden los respectivos estándares de calidad ambiental y límites máximos permisibles aplicables a las actividades hidrocarburíferas. Entre los hechos verificados tenemos:

- Desde que perforó los pozos freáticos en el 2012 hasta julio del 2013, el administrado no ejecutó el monitoreo de aguas subterráneas para garantizar el adecuado funcionamiento de los pozos reinyectores del lote.
- Asimismo, en el 2013 no ha monitoreado las aguas de producción antes de que sean reinyectadas, ni la calidad de agua superficial. Estos son compromisos establecidos en el PMA del Proyecto de Reinyección de Aguas de Producción y Facilidades de Superficie en el Lote 1-AB.
- Asimismo, el PAC del Lote 1-AB prevé el monitoreo periódico de la calidad del aire, pudiéndose conocer que dicho monitoreo no se ejecutó en el periodo 2013.
- Finalmente, los monitoreos de agua subterránea en los distintos yacimientos del Lote 1-AB, han sobrepasado los niveles de Guía de Calidad de Agua para irrigación establecidos por *Canadian Water Quality Guidelines for the Protection of Agricultural Water*².



59. Cabe señalar que el detalle de los resultados de estas acciones –que pueden ser consultadas en el Anexo N° 08 del presente documento– vienen siendo evaluados a efectos de determinar la posible formulación de una acusación contra Pluspetrol por presuntas infracciones a compromisos ambientales. De ser el caso, dicha acusación será remitida a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos (en adelante, la DFSAI) para su eventual tramitación en el marco de un procedimiento administrativo sancionador.

c) **Supervisión del cumplimiento de medidas correctivas ordenadas por la autoridad administrativa**

60. Mediante Resolución Directoral N° 058-2012-OEFA/DFSAI del 04 de junio del 2012 la DFSAI halló responsable a Pluspetrol por haber incumplido el compromiso establecido en el PAC, al haberse verificado que en los sitios de remediación SHIV12 y SHIV37^a se habían excedido los niveles objetivos de 30000 mg/Kg (3%).



² Dado que no se han establecido niveles guía y/o límites máximos para la calidad de agua subterránea en la normatividad peruana, se emplean a modo referencial esta guía, que tienen como criterio, tiene como objeto el actual y/o futuro uso del recurso, que en este caso corresponde a un uso con fines agrícolas.

³ Por Informe Técnico N° 155648-2009-OSAGFHL-USMAL del 23 de febrero de 2009, OSINERGMIN detectó que Pluspetrol había incumplido el compromiso establecido en el PAC del Lote 1-AB, al haber excedido los niveles objetivos de 30000 mg/Kg (3%) en estos sitios de remediación.



- 61. En tal sentido, dispuso como medida correctiva que la empresa efectúe un monitoreo de suelos a fin de determinar la concentración de Hidrocarburos Totales de Petróleo (en adelante, HTP) antes y después de la respectiva remediación de los sitios SHIV12 y SHIV37.
- 62. Adicionalmente, mediante Resolución Directoral N° 534-2013-OEFA/DFSAI del 22 de noviembre del 2013, la DFSAI halló responsable a Pluspetrol por haber causado la pérdida irreparable de la Laguna Shanshocochoa¹⁰, que fue afectada con hidrocarburos, y dispuso una medida correctiva de carácter progresivo, consistente en generar una nueva laguna o, de ser el caso, potenciar o proteger un cuerpo de agua o zona dentro del área de influencia del lugar afectado.
- 63. Con la finalidad de verificar el cumplimiento de ambas medidas correctivas, la Dirección de Supervisión realizó dos supervisiones, tal como se detalla a continuación:

- En relación con la medida dictada mediante Resolución Directoral N° 056-2012-OEFA/DFSAI, la supervisión fue realizada del 18 al 23 de Julio de 2014, no advirtiéndose evidencias de que Pluspetrol hubiera realizado acciones de remediación. Cabe indicar que mediante escrito del 21 de enero de 2014, Pluspetrol manifestó que el contenido de la medida correctiva formaba parte del Plan de Cese de Actividades por Incumplimiento del Plan Ambiental Complementario del Lote 1-AB, instrumento de gestión que se encontraría pendiente de aprobación por el Ministerio de Energía y Minas.

- En relación con la segunda medida dictada mediante Resolución Resolución Directoral N° 534-2013-OEFA/DFSAI, la verificación de su cumplimiento fue evaluada durante la supervisión regular integral señalada en el acápite precedente¹¹. El 28 de marzo de 2014, durante dicha supervisión, se verificó en campo que Pluspetrol no había dado cumplimiento a la medida correctiva.

Actualmente, persiste el impacto al componente hídrico, la fauna desapareció en su totalidad y el componente suelo todavía está impactado con hidrocarburos, pues se ha evidenciado la existencia de suelos contaminados en las orillas de la laguna¹², así como la presencia de indiocencias que fluyen por un canal ubicado al noroeste con dirección al río Capahuari.

Debe indicarse que el incumplimiento de la medida correctiva fue informado por la misma empresa mediante Carta PPN-LEG-14-002 remitida a la DFSAI (Anexo N° 09). En dicha comunicación precisó que debido a su solicitud de suspensión de los efectos de la medida correctiva

¹⁰ Este cuerpo hídrico fue encontrado drenado y con trazas de hidrocarburos e impactó en suelos durante la supervisión realizada del 19 al 21 de setiembre del 2012.

¹¹ Del 11 al 16 de julio del 2012, se identificó por primera vez a la Laguna Shanshocochoa como un lugar afectado con hidrocarburos, conforme consta en el Informe N° 692-2012-OEFA/DS.

¹² En la laguna Shanshocochoa, se evidenció la presencia de hidrocarburos en las coordenadas UTM: 9992262N, 340578E, y dos puntos con presencia de crudo en el suelo de las orillas de la laguna, en donde se realizó la toma de muestras de suelos (Punto 1: 9992259E, 344485E, y Punto 2: 9992251N, 340542E).



RS

SAI

SAI



formulada en su apelación contra la Resolución Directoral, el OEFA no podría exigir la ejecución de dicha medida.

64. Finalmente, debe indicarse que los hechos verificados durante las acciones de supervisión realizadas por la Dirección de Supervisión entre los años 2012 – 2013 han sido evaluados y han dado origen a acusaciones que fueron dirigidas oportunamente a la DFSAI para su valoración y eventual tramitación en el marco de procedimientos administrativos sancionadores. En esa misma lógica, como ha sido señalado previamente en este informe, los hechos verificados durante la supervisión regular integral realizada en el año 2014 vienen siendo evaluados a efectos de determinar la posible formulación de una acusación por presuntas infracciones a los compromisos ambientales fiscalizables de cargo de Pluspetrol. De ser el caso, dicha acusación será remitida a la DFSAI para su tramitación correspondiente, sin perjuicio de otras medidas que se dispongan al amparo de las normatividad ambiental vigente.
65. Sin perjuicio de lo señalado, los hechos verificados deberían ser considerados por el titular de la concesión a efectos de cualquier propuesta de instrumento de gestión ambiental que contemple actividades de remediación, en la medida que se trata de instalaciones y áreas afectadas dentro del Lote 1-AB.

III.3 SITIOS PAC EN EL LOTE 1-AB

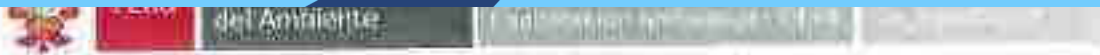
66. El Decreto Supremo N° 002-2006-EM, que estableció las disposiciones para la presentación del PAC por parte de empresas que realicen actividades de hidrocarburos, señala que este es un instrumento de gestión ambiental para mitigar impactos ambientales no contemplados, o cuya remediación no pudo ser cumplida oportunamente dentro de los compromisos asumidos por las empresas del sub sector en su respectivo PAMA; debiéndose implementar las medidas correspondientes para la remediación de las áreas afectadas.
67. Para el caso del Lote 1-AB operado por Pluspetrol, el objetivo del PAC era evaluar y establecer la obligación de remediar las áreas de operación no consideradas en el PAMA de 1996, o que en caso de estar comprendidas, no fueron evaluadas y remediadas. Así, el PAC podía considerar la inclusión e identificación de nuevas áreas sujetas a remediación hasta el momento de su aprobación por la autoridad competente.
68. En ese sentido, la responsabilidad general por los impactos ambientales en el Lote 1-AB se acotó y materializó a través del PAC, el cual fue aprobado por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del Ministerio de Energía y Minas, el 20 de abril de 2005, mediante Resolución Directoral N° 0153-2005-MEM/AE.
69. En atención a lo expuesto, Pluspetrol se encontraba obligada a identificar previamente los sitios impactados y, posteriormente, a remediar los setenta y cinco (75) sitios impactados con hidrocarburos identificados como existentes dentro del Lote 1-AB —hasta el momento de la aprobación del PAC—, considerando los niveles objetivos aprobados en el PAC.



HA

EA

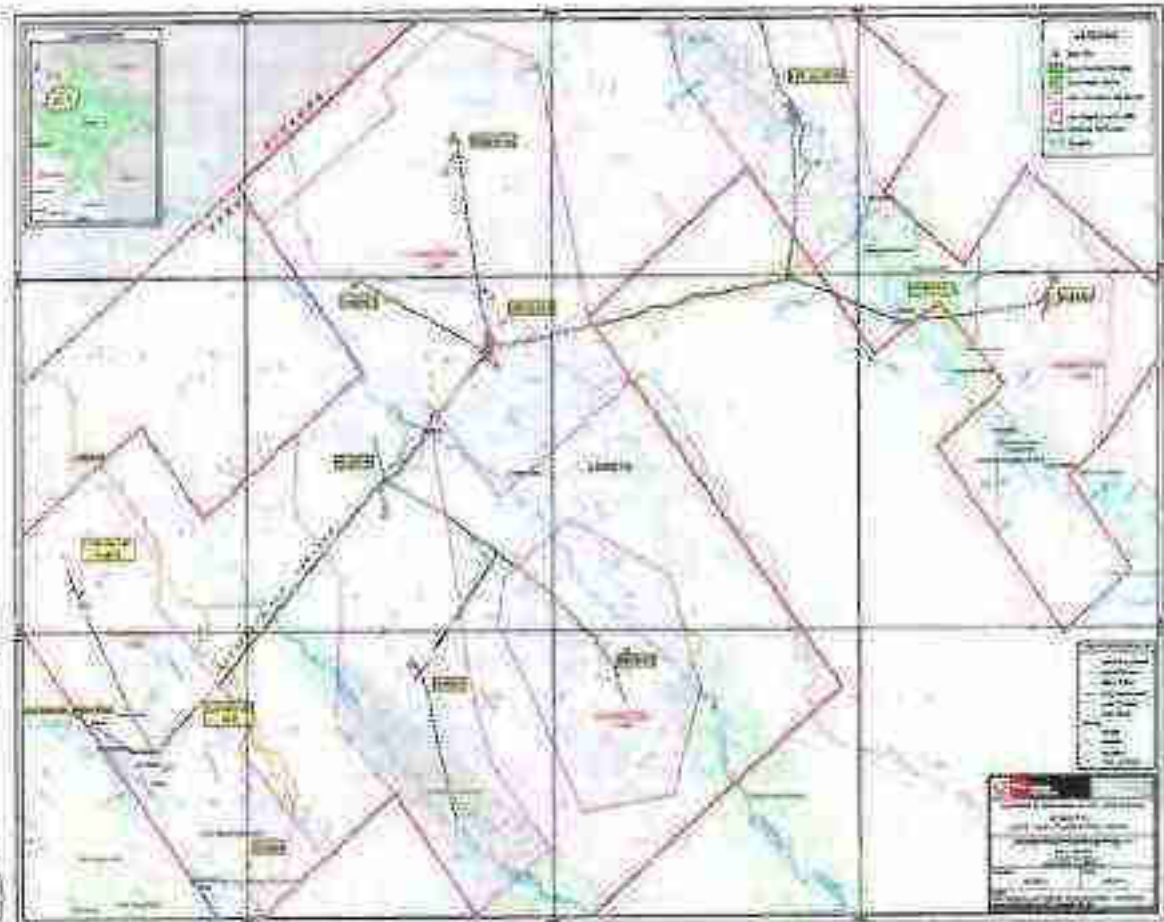
OH



Año de la Promoción de la Industria Responsable y del Compromiso Ciudadano
Secretaría de la Presidencia del Consejo de Ministros

- 70. De manera ilustrativa a continuación se puede observar un plano con los sitios impactados identificados a través del PAC ("Sitios PAC"), los cuales Pluspetrol se encontraba obligado a remediar.

Mapa de Sitios Identificados en el PAC



- 71. Como se indicó en el punto (iv) del numeral 10 del presente informe, el PAC se encontró vigente hasta el año 2009, cuando Pluspetrol debió cumplir con la remediación de los 75 sitios PAC identificados.
- 72. El artículo 8° del Decreto Supremo N° 002-2006-EM, que establece las disposiciones para la presentación del PAC, dispone que en el caso que en el Informe Final se indique que la empresa no ha cumplido con los compromisos asumidos en el PAC, el OSINERGMIN¹² debía requerir al titular para que, en el plazo máximo de (15) quince días calendario, presente a la DGAAE el Plan de Cese de Actividades por Incumplimiento del PAC, sin perjuicio de continuar realizando acciones orientadas a cumplir con la normatividad vigente.
- 73. En atención a esta función atribuida en la normativa, el OSINERGMIN procedió a la supervisión final del cumplimiento de las actividades de remediación previstas en el PAC, identificando que la empresa no había dado cumplimiento total a la remediación. Efectivamente, en el Informe Técnico N° 155848-2009-OS/GFHL-

Handwritten notes and signatures in blue ink, including a large 'R' and other illegible marks.

12. Antes "Osinerg"



"Alto de la Prácticas de la Industria Responsable y del Compromiso Climático"
"Decenio de las Personas con Discapacidad en el Perú"

UMAL, del 23 de febrero de 2009, e Informe Técnico N° 189422-2011-OS/GFHL-LPPD, del 3 de marzo del 2011 (Anexo N° 10), OSINERGMIN determinó que nueve (9) sitios PAC no fueron remediados por Pluspetrol de acuerdo al compromiso asumido; el detalle se señala a continuación:

Tabla N° 1: Sitios PAC no remediados

N°	SITIO PAC	COORDENADAS (PSAD56)		ZONA	
		ESTE	NORTE		
1	SHIV05	SHIV 05 12: MP	373501	9729257	Siderúrgica
		SHIV 05-M0:	373477	9729291	
2	SHIVYAC1: 01.02.04	SHIV 01_02_04-M- E01	374056	9726684	
3	SHIV12	SHIV 12_OS_S1	0373697	9725588	
		SHIV 12_OS_S2	0373714	9725179	
4	SHIV37	SHIV 37_OS_S16	0374794	9726136	
		SHIV 37_OS_S17	0374875	9726193	
		SHIV 37_OS_S18	0375082	9726175	
		SHIV 37_OS_S19	0375355	9726720	
5	CSTH 04	CSTH04- ME5	342113	9688543	
6	DORI12	DORI 12-M53	386454	9697823	Domos
7	Forestal Safety Basin	SB FORE- M05	170885	9741707	Forestal
8	Forestal Safety Basin	SB FORE- M02	170804	9741917	
9	Forestal Safety Basin	SB FORE- M03	170797	9741880	



74. En el presente caso, el 23 de setiembre del 2011 Pluspetrol presentó al Ministerio de Energía y Minas el Plan de Cese de Actividades por Incumplimiento del Plan Ambiental Complementario (PAC) del Lote 1-AB para su aprobación correspondiente. A la fecha, dicho instrumento se encontraría pendiente de evaluación para su aprobación por el Ministerio de Energía y Minas¹³.
75. Si bien respecto de dos de estos sitios PAC no remediados (SHIV12 Y SHIV37) se ha impuesto una medida correctiva para la remediación, estos nueve sitios deberían considerarse en cualquier certificación futura orientada a actividades de remediación en el Lote 1-AB.

Handwritten initials and marks.

¹³ DECRETO SUPLENTO N° 031-2007-EM/ REGLAMENTO DE ORGANIZACIÓN Y FUNCIONES DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS.

"Artículo 91". - La Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos tiene las funciones y atribuciones siguientes:

f. Evaluar y aprobar los estudios ambientales y sociales que se presenten al Ministerio de Energía y Minas referidos al Sector Energía.

g. g. g.

Handwritten mark '04'.



III.4 RESULTADOS DE LAS ACCIONES DE IDENTIFICACIÓN DE SUELOS EN EL MARCO DE LAS DEA

76. Con la finalidad de analizar, diseñar y proponer medidas que permitan mejorar las condiciones sociales y ambientales de las poblaciones de las cuencas del Pastaza, Corrientes, Tigre y Marañón del departamento de Loreto, el 29 de junio de 2012 se publicó la Resolución Suprema N° 200-2012-PCM, que creó la Comisión Multisectorial adscrita a la Presidencia del Consejo de Ministros (en adelante, Comisión Multisectorial) de naturaleza temporal.
77. En el marco de las acciones de la Comisión Multisectorial, se realizaron las siguientes Declaratorias de Emergencia Ambiental (en adelante, DEA)⁴⁴ involucrando áreas dentro del Lote 1-AB:

Tabla N° 1: Declaratorias de Emergencia Ambiental en las cuencas de los ríos Pastaza, Corrientes y Tigre

DEA	RESOLUCION MINISTERIAL	PLAZO	COMUNIDADES NATIVAS (CCNN)
PASTAZA	N° 064-2013-MINAM (25.03.2013)	90 días hábiles	Distritos de Andahuay y Pastaza (FEDIQUEP)
	N° 139-2013-MINAM (11.05.2013)	Se modificó plan de acción	
TIGRE	N° 370-2013-MINAM (30.11.2013)	90 días hábiles	Comunidades indígenas Mercedes Anaris Avelino Cáceres, San Juan de Santa Vista Alegre, Nuevo Remanente, Nuevo Cañón, Tormenta Ruiz, El Salvador, 17 de Octubre, Páiche Playa (FECONAT); SRLOS PAC: San Jacinto, Forestal, Ex Refinería Mercedes, Borra, Shivyacu, Pozo Tigre 1X (Nuevo Remanente).
	N° 151-2014-MINAM (30.05.2014)	Se amplió por 90 días hábiles ⁴⁵	
CORRIENTES	N° 203-2013-MINAM (07.09.2013)	90 días hábiles	Comunidades nativas: Antigua, José Glaya, Pampa Hermosa, Saku, Valencia, Pujayá, Bokón, San José, Santa Rosa y Nuevos Jerusalén (FECONACO).
	N° 025-2014-MINAM (23.01.2014)	Se amplió por 90 días hábiles	

78. En ese contexto, el OEFA formó parte del Grupo de Trabajo Ambiental de la Comisión Multisectorial a cargo de la implementación del Plan de Acción de cada DEA declarada. Es así que el OEFA realizó monitoreos ambientales en las zonas de las cuencas mencionadas, identificando y geo-referenciando sitios contaminados.

III.4.1 Primer Monitoreo Participativo

79. Durante el primer monitoreo participativo de calidad ambiental de suelos, el OEFA utilizó el enfoque de muestreo selectivo, en el cual el especialista técnico determinó puntos de muestreo sobre la base del color del suelo, olores y diferencias entre áreas con y sin vegetación. Debido a la amplitud del Lote 1-AB

⁴⁴ Cada DEA contiene un Plan de Acción de inmediato y corto plazo, cuyo objetivo es reducir el riesgo a la salud y al ambiente en las zonas impactadas generadas por las actividades humanas.

⁴⁵ Contabilizadas desde el 11 de abril de 2014.



en las cuencas de los ríos Pastaza, Corriente y Tigre; y a la agreste vegetación que dificulta la circulación acceso y visibilidad de la zona, se contó con el apoyo de los monitores comunitarios de FEDIQUEP, FECONAT y FECONACO, quienes participaron directamente en el monitoreo.

a. Cuenca del río Pastaza

80. Del 15 al 26 de octubre de 2012 la Dirección de Evaluación del OEFA (DE-OEFA) efectuó el primer monitoreo participativo de calidad ambiental de suelos en la cuenca del río Pastaza (yacimientos: Capahuari Norte, Capahuari Sur, Los Jardines y Tambo).

81. De los 169 puntos¹⁶ que fueron monitoreados, 134 puntos fuera de sitios PAC superaron el parámetro Hidrocarburos Totales de Petróleo. Cabe señalar que en esa fecha aún no se contaba con la norma de Estándares de Calidad Ambiental para Suelo en el país. Dichos puntos impactados fueron previamente identificados por los monitores comunitarios de la FEDIQUEP.

b. Cuenca del río Corrientes

82. Del 23 de abril al 07 de mayo de 2013 la Dirección de Evaluación del OEFA efectuó el primer monitoreo participativo de calidad ambiental de suelos en la cuenca alta del río Corrientes (yacimientos: Huayúri, Carmen, Shiviyaçu, Dorissa y Jibarito).

83. Como resultado de los 48¹⁷ puntos que fueron monitoreados, se identificaron 25 puntos fuera de sitios PAC que superaron el ECA Suelo agrícola en al menos uno de los parámetros relacionados a la actividad de hidrocarburos.

84. Posteriormente, el 02 de agosto de 2013, el OEFA expuso los resultados del monitoreo ante la ACODECOSPAT y representantes del grupo ambiental. Luego, el 13 de agosto del mismo año, se realizó una segunda presentación convocada por el MINAM ante los Apus de las comunidades nativas intervenidas, representantes y asesores de ACODECOSPAT e integrantes del grupo ambiental en el auditorio del MINAM.

c. Cuenca del río Tigre

85. Del 22 al 29 de junio de 2013, la Dirección de Evaluación del OEFA llevo a cabo el primero monitoreo participativo de calidad ambiental de suelos en la cuenca del río Tigre (yacimientos: Bartra, San Jacinto, Forestal, Shiviyaçu, Pozo Tigre 1X y Marsella).

86. Como resultado de los 59¹⁸ puntos que fueron monitoreados fuera de sitios PAC, 54 puntos fuera de sitios PAC superaron el ECA Suelo agrícola en al menos uno de los parámetros relacionados a la actividad de hidrocarburos.



Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten signature

¹⁶ Se monitorearon 169 puntos, dentro de los cuales 134 puntos fueron monitoreados fuera de sitios PAC, y 31 puntos fueron monitoreados dentro de sitios PAC.

¹⁷ Se monitorearon puntos fuera y dentro de sitios PAC.

¹⁸ Se monitorearon puntos fuera y dentro de áreas PAC.



III.4.2 Segundo Monitoreo Participativo e Identificación de Sitios Impactados:

87. La metodología empleada por la Dirección de Evaluación del OEFA para la identificación de sitios contaminados aplica un procedimiento de muestras selectivo¹⁹ al cual consiste en escoger los sitios para el muestreo en base a diferencias obvias o típicas de la observación en campo, los resultados de los análisis de laboratorio, las características del suelo, la geomorfología, hidrología, flora y fauna, siendo estos los elementos de juicio para la identificación y dimensionamiento del sitio contaminado. Así como, presencia de desechos metálicos y/o compuestos orgánicos de hidrocarburos, las áreas de perturbación física anterior o las áreas sin vegetación, o con vegetación muerta.
88. El criterio técnico aplicado para la identificación de sitios contaminados²⁰ fue que al menos uno de los parámetros evaluados transgreda los valores ECA – Suelo del Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM para uso agrícola de los parámetros vinculados a la actividad de hidrocarburos. En estos puntos se realizó *in situ* una estimación del área, a través del recorrido por la zona afectada y su geo referenciación mediante el uso de equipos GPS.

a. Cuenca del río Pastaza

89. Del 26 de abril al 08 de mayo de 2013, la Dirección de Evaluación realizó la identificación de sitios contaminados en base al monitoreo de suelo en la cuenca del río Pastaza.

90. El 28 de noviembre de 2013, la Dirección de Supervisión²¹ remitió a Pluspetrol al Informe N° 392-2013-OEFA/DE-SDCA donde se indica que de los ciento treinta y cuatro (134) puntos identificados, (38) eran sitios impactados.

b. Cuenca del río Corrientes

91. Del 25 de noviembre al 3 de diciembre de 2013 la Dirección de Evaluación realizó la identificación de sitios impactados en base al monitoreo de suelo en la cuenca del río Corrientes.

92. El 17 de marzo de 2014, la Dirección de Supervisión²² remitió a Pluspetrol al Informe N° 121-2014-OEFA/DE-SDCA, el cual comprende la identificación de sitios impactados por el OEFA, donde se indica que en la segunda intervención participativa fuera de sitios PAC, (13) trece puntos superaron el ECA Suelo Agrícola en al menos un parámetro, y agrupados con los veinticinco (25) puntos identificados en la primera intervención se obtuvo un total de diecisiete (17) sitios impactados.

¹⁹ De acuerdo con los procedimientos establecidos en la Guía para el Muestreo y Análisis de Suelo, aprobada por el Subsector de Hidrocarburos de la DGAAE del MINEM en Octubre 2000.

²⁰ Para la identificación de sitios contaminados solamente se tomaron en cuenta los puntos contaminados identificados fuera de sitios PAC, toda vez que los puntos identificados en sitios PAC ya están identificados y considerados dentro de las actividades de remediación previstas en el PAC.

²¹ Mediante Oficio N° 1458-2013-OEFA/DS

²² Mediante Carta N° 375-2014-OEFA/DS



Ministerio de la Promoción de la Industria Responsable y del Comercio Electrónico
Tercer Nivel de las Políticas del Incentivo al Sector

d. Cuenca del río Tigre

- 93. Del 14 al 30 de marzo de 2014 la Dirección de Evaluación realizó la identificación de sitios contaminados en base al monitoreo de suelo en la cuenca del río Tigre.
- 94. El 17 de julio de 2014, la Dirección de Supervisión remitió a Pluspetrol el Informe N° 477-2014-OEFA/DE-SDCA, en el que se indica que en la segunda intervención participativa fuera de sitios PAC setenta y cuatro (74) puntos superaron el ECA Suelo Agrícola, y agrupados con los cincuenta y cuatro (54) puntos identificados en la primera intervención, se obtuvo un total de treinta y siete (37) sitios contaminados en áreas no contempladas en el PAC.
- 95. Conforme lo señalado en los párrafos precedentes, como resultado de las acciones de monitoreo participativo realizadas en el marco de las DEA de las cuencas de los ríos Pastaza, Corrientes y Tigre que contaron con el acompañamiento de los monitores comunitarios de FEDIQUEP, FECONAT y FECONACO, se identificaron noventa y dos (92) sitios impactados en el ámbito del Lote 1-AB, que fueron notificados a Pluspetrol (Anexo N° 11), cuyo detalle se puede verificar en el siguiente cuadro:

DEA	Fecha de Emisión	N° de Informe	Numero de sitios identificados
PASTAZA	26 de noviembre de 2013 Oficio N° 1488-2013-OEFA/DS	Informe N° 382-2013-OEFA/DE-SDCA	De los ciento treinta y cuatro (134) puntos identificados, se han identificado treinta y ocho (38) sitios contaminados
CORRIENTES	12 de marzo de 2014 Carta N° 375-2014-OEFA/DS	Informe N° 121-2014-OEFA/DE-SDCA	En la segunda intervención participativa fuera de sitios PAC (13) trece puntos superaron el ECA Suelo Agrícola, en al menos un parámetro, y agrupados con los veintinueve (29) puntos identificados en la primera intervención se obtuvo un total de diecisiete (17) sitios contaminados
TIGRE	17 de julio de 2014 Oficio N° 1157-2014-OEFA/DS	Informe N° 477-2014-OEFA/DE-SDCA	En la segunda intervención participativa fuera de sitios PAC setenta y cuatro (74) puntos superaron el ECA Suelo Agrícola, y agrupados con los cincuenta y cuatro (54) puntos identificados en la primera intervención se obtuvo un total de treinta y siete (37) sitios contaminados en áreas no contempladas en el PAC



Handwritten signature or initials.



- 96. Al igual que en el caso de los hechos verificados durante la supervisión integral del 2014 y los sitios PAC no remediados, los 92 sitios impactados identificados mediante las DEA deben ser considerados por el titular en cualquier propuesta de certificación ambiental que contenga o contemple actividades de remediación, como parte de las acciones de mediano y largo plazo (Anexo N° 12).

Handwritten signature or initials.



"Año de la Promoción de la Industria Responsable y del Compromiso Climático"
"Año de la Promoción de la Sostenibilidad en el Perú"

III.5 SOBRE EL ABANDONO Y REMEDIACIÓN DEL LOTE 1-AB

III.5.1 Plan de Abandono

97. El cumplimiento del deber de prevenir, que consiste en actuar con la debida diligencia, adquiere mayor pertinencia a medida que aumentan los conocimientos sobre diversas actividades.²⁷
98. En ese sentido, La Ley General del Ambiente, Ley N° 28611, indica que la Autoridad Ambiental Nacional, en coordinación con la autoridad ambiental sectorial, establece disposiciones específicas sobre el abandono de actividades o instalaciones, incluyendo el contenido de los respectivos planes y las condiciones que garanticen su adecuada aplicación.
99. El Decreto Supremo N° 015-2006-EM, Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos²⁸ (en adelante, RPAAH) define en su artículo 89° el Plan de Abandono como el grupo de acciones a realizarse para abandonar un área o instalación y regresarla a su estado original o dejarla en una situación apta para ser usada nuevamente²⁹. El referido plan contempla medidas a implementarse para soslayar impactos negativos al ambiente que pudieran ser causados por diversos tipos de residuos, que pudiesen existir o que a futuro pudiesen aparecer.
100. Asimismo, el artículo 89° señala que un Plan de Abandono debe considerar diversas acciones, tales como de **descontaminación, restauración y retiro de instalaciones** necesarias para abandonar el área, con su respectivo cronograma, todo ello, teniendo en cuenta el uso futuro previsible que se le dará al área, sus condiciones geográficas originales y actuales del ecosistema en que se ubica.
101. El Plan de Abandono no cuenta con un plazo para su ejecución en la RPAAH, sin embargo el Cronograma de Ejecución debe ser aprobado por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) el cual establecerá el período de cumplimiento del mismo. De esta manera, el administrado deberá comunicar dicho cronograma al OEFA para que esta pueda realizar su función de supervisión directa en el área sujeta a las actividades de abandono³⁰.

²⁷ CARHUATOTO SANDOVAL, HENRY, Del principio de prevención, *OB. Guía de Derecho Ambiental* (Jiróna Editores E.I.R.L., Lima-Perú, 2009).

²⁸ Decreto Supremo N° 015-2006-EM, Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, publicado en el diario oficial "El Peruano" el 05 de marzo de 2006.

²⁹ Decreto Supremo N° 015-2006-EM, Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.

Artículo 4° Definiciones.- Plan de Abandono.- Es el conjunto de acciones para abandonar un área o instalación, corregir cualquier condición adversa ambiental e implementar el recondicionamiento que fuera necesario para volver al área a su estado natural o dejarla en condiciones apropiadas para su nuevo uso. Este Plan incluye medidas a adoptarse para evitar impactos adversos al ambiente por efecto de los residuos sólidos, líquidos o gaseosos que puedan existir o que puedan aparecer con posterioridad.

³⁰ Resolución de Consejo Directivo N° 026-2013-OEFA/CD, Reglamento Especial de Supervisión Directa para la Terminación de Actividades bajo el ámbito de competencia del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA.

Artículo 4°.- Aviso de inicio de ejecución de la terminación de actividades.

4.1 Con no menos de treinta (30) días hábiles con anterioridad al inicio de las acciones de terminación de actividades comprendidas en un Instrumento de Gestión Ambiental, el administrado deberá comunicar tal decisión al OEFA, adjuntando el respectivo cronograma de implementación. En el supuesto de que dicho



"Año de la Promoción de la Industria Responsable y del Compromiso Ciudadano"
"Año de las Reformas del Poder Judicial en el Perú"

102. Por otro lado, con relación a las condiciones que garanticen la adecuada ejecución del Plan de Abandono, para su presentación ante la DGAAE del Ministerio de Energía y Minas (MEM) es obligatoria la constitución de una **Garantía de Seriedad de Cumplimiento** (carta fianza) que avale el cumplimiento de los compromisos asumidos en el Plan de Abandono, por un monto igual al 30% del monto total de las inversiones involucradas, propuesto con vigencia de noventa (90) días calendario posteriores a la fecha programada para la culminación de la ejecución de las actividades previstas²⁷. De acuerdo a lo indicado en el numeral 85, literal d) la norma indica que la Garantía de Seriedad de Cumplimiento solamente será liberada una vez que la empresa que haya realizado el abandono de sus actividades, demuestre que ha cumplido con ejecutar las obligaciones aprobadas en el Plan de Abandono y demás obligaciones ambientales aplicables a la terminación.
103. La conformidad a la ejecución del Plan de Abandono será otorgada por el OEFA, quien se encuentra facultado para el ejercicio de la función de supervisión directa en la terminación de actividades, donde el administrado está obligado a reportar al OEFA la ejecución de las medidas establecidas en el Plan de Abandono²⁸. En ese sentido, la constancia de cumplimiento se otorgará al administrado luego de que OEFA realizara la verificación final del cumplimiento de lo establecido en el



programa haya sufrido modificaciones, éstas deben haber sido previamente aprobadas por la autoridad de certificación competente.

- ²⁷ Decreto Supremo N° 015-2006-EM, Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.
Artículo 88° El titular que haya tomado la decisión de dar por terminada sus actividades de hidrocarburos, deberá comunicarlo por escrito a la DGAAE. Dentro de los cuarenta y cinco (45) días calendario siguientes deberá presentar ante la DGAAE un Plan de Abandono, conforme con las acciones de abandono descritas en los instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, debiéndose observar lo siguiente:
- a) Teniendo en cuenta el uso futuro previsible que se le dará al área, las condiciones geográficas actuales y las condiciones originales del ecosistema se propondrá en el Plan de Abandono las acciones de descontaminación, restauración, retiro de instalaciones y otras que sean necesarias para abandonar el área, así como el cronograma de ejecución.
 - b) La verificación del cumplimiento del Plan de Abandono a lo largo de su ejecución y la verificación del logro de los objetivos del Plan de Abandono será efectuada por Osmetro, constituyendo el incumplimiento del Plan de Abandono, infracción al presente Reglamento.
 - c) Conjuntamente con la presentación de la solicitud de aprobación del Plan de Abandono el responsable del proyecto deberá otorgar Garantía de Seriedad de Cumplimiento (Carta Fianza), que sustente el cumplimiento del Plan de Abandono. La garantía debe ser extendida a favor del Ministerio de Energía y Minas, por una entidad del sistema financiero nacional por un monto igual al 30% del monto total de las inversiones involucradas en el Plan de Abandono propuesto, con vigencia hasta noventa (90) días calendario después de la fecha programada para la culminación de las actividades consideradas en el plan de abandono.
 - d) La garantía de seriedad de cumplimiento del Plan de Abandono y el trámite de aprobación, no podrá ser liberada hasta que el OSMERO informe a la DGAAE su conformidad a la ejecución del Plan de Abandono y al cumplimiento de las metas ambientales de éste.
Durante la elaboración del Plan de Abandono y al trámite de aprobación, el responsable u operador mantendrá vigilancia de las instalaciones y el área para evitar y controlar de ser el caso, la ocurrencia de incidentes de contaminación o daños ambientales.

12

13

- ²⁸ Resolución de Consejo Directivo N° 028-2013-OEFA/CD, Reglamento Especial de Supervisión Directa para la Terminación de Actividades bajo el ámbito de competencia del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA

Artículo 6°.- De los Informes Trimestrales

6.1 El administrado deberá presentar al OEFA un Informe Trimestral Periódico, con carácter de declaración jurada, que dé cuenta del avance de las acciones señaladas en el Instrumento de Gestión Ambiental que regula la terminación de actividades. El administrado deberá presentar informes periódicos en un periodo de tiempo menor si el OEFA así lo determina en atención a la naturaleza de la actividad o las circunstancias del caso. (...)

Q



Plan de Abandono y demás obligaciones ambientales aplicables a la terminación de actividades.

- 104. Como ha sido señalado, Pluspetrol cuenta con instrumentos de gestión ambiental segmentados, con los cuales opera en el Lote 1-A8. A su vez, de acuerdo a lo indicado en el numeral 35, este lote consta de (12) doce Locaciones: Capahuari Sur, Capahuari Norte, Tambo, Huayuri, Dorissa, Jibarito, Shivyacu, Carmen, Forestal, San Jacinto, Marsella y Bartra, en las cuales se encuentran instalaciones en operación así como campamentos en ocupación. En la última supervisión directa integral de marzo de 2014, se supervisaron cerca de (164) ciento ochenta y cuatro componentes, tales como pozos, muelles, rellenos sanitarios, campamentos, entre otros, algunos de los cuales deberán ser abandonados por encontrarse inoperativos.
- 105. El Principio de Prevención²⁹ establece que la gestión ambiental tiene como objetivos prioritarios prevenir, vigilar y evitar la degradación ambiental, y en todo caso cuando no sea posible eliminar las causas que la generan, se adoptan las medidas de mitigación, recuperación, restauración o eventual compensación, que correspondan.
- 106. Dicho principio se ha incluido en los tratados relativos a protección del ambiente, toda vez que la prevención o evitación de los daños ambientales es trascendental para brindar a la comunidad una protección absoluta respecto de actividades nocivas, como las contaminantes.³⁰
- 107. Es preciso indicar que la gestión del ambiente, que se ejecuta a través de instrumentos de gestión ambiental y toma vida en la propia estructura del Sistema Nacional de Gestión Ambiental, debe atender necesariamente al cumplimiento del principio de prevención que tiene siete componentes: (i) prevención, (ii) vigilancia, (iii) evitar la degradación ambiental, (iv) medidas de mitigación, (v) medidas de recuperación (vi) medidas de restauración y (vii) medidas de compensación.³¹
- 108. Los tres primeros (i), (ii) y (iii) se refieren a un espacio temporal previo a la producción de un daño ambiental, donde el control y fiscalización preventivo de las autoridades sectoriales con competencias ambientales será fundamental para prevenir, vigilar o evitar la degradación del ambiente.³²
- 109. Con relación a los otros cuatro, se refieren a la existencia de un impacto ambiental por la realización de las actividades y que éstos deben ser socialmente aceptados y absorbidos bajo determinadas condiciones, para efectos de permitir el desarrollo social y económico del país³³, como es el caso

²⁹ Ley N° 28511, Ley General del Ambiente
 Artículo VI.- Del principio de prevención
 La gestión ambiental tiene como objetivos prioritarios prevenir, vigilar y evitar la degradación ambiental. Cuando no sea posible eliminar las causas que la generan, se adoptan las medidas de mitigación, recuperación, restauración o eventual compensación, que correspondan.

³⁰ GARHUATOCTO SANDOVAL, HENRY, op. cit. 12, p. 50

³¹ Ibid, p. 51

³² Ibid.

³³ Ibid.



"Año de la Promoción de la Industria Responsable y del Compromiso Ciudadano"
"Año de la Promoción con Responsabilidad Social"

del Lote 1-AB, el cual ya cuenta con una nueva denominación (Lote 192) y estará sujeto a una nueva licitación.

- 110. Siendo este el caso de actividades extractivas como hidrocarburos, deberán obligatoriamente estar presentes en los IGA medidas de mitigación, recuperación y restauración³⁴, sobre todo en un Plan de Abandono.
- 111. Por otro lado, el causante de la degradación del ambiente y de sus componentes está obligado en principio a adoptar inexcusablemente las medidas para su restauración, rehabilitación o reparación según corresponda.
- 112. El principio de responsabilidad por daño ambiental a diferencia del Principio de Prevención, se refiere al daño ambiental producido debido a la realización de una actividad productiva, en este caso extractiva, idónea para producir un daño ambiental. En ese sentido, el agente que ocasionó el daño ambiental deberá necesariamente implementar las siguientes medidas: (i) medidas de restauración, (ii) medidas de rehabilitación, y (iii) medidas de reparación.³⁵
- 113. Por ejemplo los planes de descontaminación están dirigidos a remediar impactos ambientales originados por una o varias actividades, pasadas o presentes, y deberán incluir consideraciones para su financiamiento, así como las responsabilidades que correspondan al titular de las actividades contaminantes, bajo el principio de responsabilidad ambiental.
- 114. Como se puede advertir, la remediación (restauración, rehabilitación y reparación) ambiental, si bien actúa como una actividad independiente que puede ser realizada a través de un Plan de Descontaminación de Suelos (cuando ya se ha constatado un impacto ambiental negativo); también se puede contemplar como una actividad dentro de los instrumentos de gestión ambiental elaborados para la protección del medio ambiente.
- 115. Tal es el caso del específico del Plan de Abandono, cuyo objetivo es, de acuerdo a la gestión ambiental, evitar la degradación ambiental en la ejecución de las acciones para abandonar un área o instalación y regresarla a su estado original o dejarla en una situación apta para ser usada nuevamente y, cuando ello no sea posible, eliminar las causas que la generan, a través de la recuperación y restauración.
- 116. Por lo tanto, el Plan de Abandono es el instrumento de gestión ambiental idóneo para el abandono de las instalaciones y operaciones del Lote 1-AB, tal como ha sido indicado por la Dirección de Supervisión del OEFA a la DGAAE a través del Oficio N° 1359-2014-OEFA/DS³⁶ (Anexo N° 13). Así, en dicho oficio el OEFA señala a dicho órgano que es necesario solicitar a Pluspetrol su elaboración, así como realizar su evaluación y posterior aprobación para la correcta devolución del Lote 1-AB.



Handwritten mark resembling a stylized 'H' or 'I'.

Handwritten mark resembling a stylized 'SA' or 'GA'.

Handwritten mark resembling a stylized 'D' or 'E'.

³⁴ Ibid.

³⁵ Ibid. p. 62

³⁶ Notificado con fecha 15 de agosto de 2014.



III.5.2 Plan de Descontaminación de Suelos

- 117. En el año 2005, mediante Ley N° 28511, se estableció que los planes de descontaminación tienen como objeto remediar impactos ambientales⁷⁷ que hayan sido originados por un proyecto de inversión o actividad, ocurrido en el pasado o que venga ejecutándose en el presente.
- 118. Posteriormente, con la publicación del Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM, Estándares de Calidad Ambiental para Suelo⁷⁸ se ha creado el instrumento denominado Plan de Descontaminación de Suelos (PDS), el cual se define como el Instrumento de Gestión Ambiental que tiene como objetivo remediar los impactos ambientales producidos en el suelo, causados por una o varias actividades del pasado o en curso⁷⁹.
- 119. Asimismo, el artículo 8° de la referida norma, señala que corresponderá al titular de una actividad presentar un PDS cuando se determine la existencia de un sitio contaminado derivado de las actividades extractivas, productivas o de servicios que hubiere realizado, el mismo que contendrá las acciones de remediación a efectuarse y será evaluado y aprobado por la autoridad competente⁸⁰.



77

Ley N° 28511, Ley General del Ambiente:

Artículo 39° De los planes de descontaminación y el tratamiento de pasivos ambientales:

39.1 Los planes de descontaminación y de tratamiento de pasivos ambientales están dirigidos a remediar impactos ambientales originados por uno o varios proyectos de inversión o actividades, pasados y presentes.

El Plan debe considerar su financiamiento y las responsabilidades que corresponden a los titulares de las actividades contaminantes, incluyendo la compensación por los daños generados, hasta el principio de responsabilidad ambiental.

39.2 Las entidades con competencias ambientales promueven y establecen planes de descontaminación y recuperación de ambientes degradados. La Autoridad Ambiental Nacional establece los criterios para la elaboración de dichos planes.



78

Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM, Estándares de Calidad Ambiental para Suelo publicado en el diario oficial El Peruano el 25 de marzo de 2013.

79

Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM, Estándares de Calidad Ambiental para Suelo

Anexo II, Plan de Descontaminación de Suelos, instrumento de gestión ambiental que tiene por finalidad remediar los impactos ambientales originados por una o varias actividades pasadas o presentes en los suelos. Los tipos de acciones de remediación que se podrán aplicar, sola o en combinación son: acciones de remediación para la eliminación de los contaminantes del sitio, acciones para evitar la dispersión de los contaminantes, acciones para el control del uso del suelo, y acciones para monitoreo del sitio contaminado. La presentación del Plan de Descontaminación de Suelos no exime de la responsabilidad de elaborar y presentar ante la autoridad competente, los demás instrumentos de gestión ambiental propios de la actividad.



80

Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM, Estándares de Calidad Ambiental para Suelo

Artículo 8° Cuando se determine la existencia de un sitio contaminado derivado de las actividades extractivas, productivas o de servicios, el titular debe presentar el Plan de Descontaminación de Suelos (PDS) el cual es aprobado por la autoridad competente.

El PDS determina las acciones de remediación necesarias tomando como base los estudios de caracterización de sitios contaminados, en relación a las concentraciones de los parámetros regulados en el Anexo I. En caso el nivel de riesgo de un sitio excediera el ECA correspondiente para un parámetro determinado, se utilizará dicho nivel como concentración objetivo de remediación.

Para sitios afectados mayores a 10,000m² se podrá tomar como base los niveles de remediación que se determinen del estudio de evaluación de riesgos a la salud y al ambiente, que efectúe el titular de la actividad. Para el caso de la evaluación de riesgos a la salud humana, la autoridad competente requerirá la opinión técnica favorable de la Autoridad de Salud, previa a la aprobación del PDS.

Las entidades de fiscalización ambiental o autoridades competentes podrán identificar sitios contaminados, y exigir a través de estas últimas la elaboración de Planes de Descontaminación de Suelos que deberán presentados en un plazo no mayor de 12 meses corridos desde la fecha de notificación al titular de la actividad extractiva, productiva o de servicios, responsable de la implementación de las medidas de remediación correspondientes.

El plazo para la ejecución del PDS no será mayor a tres (3) años, contados desde la fecha de aprobación del mismo. Solo por excepción y en casos técnicamente justificadas, se podrá ampliar este plazo por un (1) año como máximo.





"Año de la Promoción de la Industria Responsable y del Compromiso Ciudadano"
"Gestión de las Reservas con Eficiencia en el Petróleo"

120. Por otro lado, cuando las entidades de fiscalización ambiental o autoridades competentes identifiquen sitios contaminados, estas últimas podrán exigir al titular de la actividad extractiva la elaboración de un PDS que deberá presentarse en un plazo máximo de 12 meses contados desde la fecha de notificación al titular de la actividad.
121. Una vez elaborado y presentado el PDS a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del Ministerio de Energía y Minas, este debe ser ejecutado en un plazo no mayor a tres (3) años contados desde la fecha de aprobación del mismo, y sólo excepcionalmente y en casos justificados de forma técnica, dicho plazo podrá ampliarse como máximo por un (1) año.
122. Con relación a las condiciones que garanticen su adecuada ejecución, el PDS no cuenta con la obligación de constituir una garantía para su cumplimiento, sino, establece que las autoridades competentes deben establecer mecanismos para generar fondos de garantía que aseguren el cumplimiento del Plan de Descontaminación de Suelos por parte del titular de la actividad extractiva.
123. En ese contexto, se debe tener en cuenta que, tal como se indicó en el numeral 3, el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB vence en 10 meses y la empresa Pluspetrol a la fecha se encuentra recién iniciando el proceso de identificación de sitios contaminados para la elaboración de un PDS en el lote.
124. En ese sentido, es preciso señalar que, Pluspetrol no alcanzaría a ejecutar en forma íntegra un PDS, debido a que solamente para su elaboración la norma contempla el plazo de un año –contabilizado desde la fecha en que se notificó al titular la identificación de sitios impactados–, mientras que su ejecución tiene un plazo máximo de tres años; periodo total que excede largamente el plazo de vigencia del actual contrato de concesión por el Lote 1-AB.
125. Además, este instrumento de gestión ambiental no cuenta con la constitución de una garantía, como si prevé el Plan de Abandono, que permita asegurar la ejecución completa de la remediación del área luego del término del Contrato.
126. Es preciso recalcar que la finalidad de un PDS es distinta a la del Plan de Abandono, toda vez que el primero sólo se refiere a la remediación de áreas (componente suelo) contaminadas que identifica el administrador o la entidad fiscalizadora y que debe proceder a descontaminar; mientras que el segundo es el instrumento de gestión ambiental establecido en la norma ambiental del subsector de hidrocarburos para realizar el correcto abandono de un área que ha sido explotada.
127. Resulta evidente que el instrumento de gestión ambiental que determina la salida ordenada de un operador de una zona concesionada y que permitiría la puesta en práctica de trabajos de limpieza y remediación ambiental de todos los componentes ambientales afectados, es el "Plan de Abandono Total", siendo que éste además podría ejecutarse en un plazo significativamente menor al previsto para la presentación y ejecución de un PDS.
128. A efectos de presentar en forma sintética y resumida la idoneidad del Plan de Abandono en comparación con el Plan de Descontaminación de Suelos para



Handwritten mark resembling a stylized 'A' or 'R'.

Handwritten initials 'SA'.

Handwritten mark resembling a stylized 'C' or 'D'.



Área de la Promoción de la Industria Responsable y del Comercio Justo
Grupo de las Personas con Discapacidad en el Perú

atender la problemática del Lote 1-AB a la salida del actual operador, adjuntamos el Anexo N° 14.

III.6 CONTRATO DE LICENCIA Y SUELTA DE ÁREAS

129. El 21 de junio de 2002, Pluspetrol Perú Corporation S.A. comunicó a Perupetro S.A. la escisión realizada, en virtud de la cual los activos y responsabilidades escindidas se transferían a Pluspetrol a título universal, asumiendo esta todos los derechos y obligaciones derivados del contrato de concesión. Ello, de conformidad con el numeral 2.1 de la cláusula segunda de la modificación del contrato, aprobado por Decreto Supremo N° 048-2002-EM, cuyo texto es el siguiente:

***CLAUSULA SEGUNDA**

2.1 En virtud de la escisión parcial PLUSPETROL NORTE S.A., otorga todas las garantías y asume todos los derechos, responsabilidades y obligaciones de PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A. derivadas del CONTRATO (...)*



130. Por tanto, dado que a través del contrato de concesión —y sus modificatorias— se realizó la transferencia de derechos y obligaciones escindidos a favor de Pluspetrol, sin limitantes de causalidad o temporalidad, dicha empresa se subrogó como único responsable respecto de los impactos ambientales que se hubieren generado en el referido Lote antes de la transferencia y de aquellos impactos producidos con posterioridad a dicha transferencia.



131. Sin perjuicio de lo indicado líneas arriba, el artículo 25° de la Ley N° 28221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, que norma las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional, establece que el área de Contrato se reducirá conforme las partes lo acuerden en el Contrato, hasta llegar a la superficie bajo la cual se encuentren los horizontes productores, más un área circundante de seguridad técnica.

132. Respecto del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB entre Perupetro S.A. y Pluspetrol Peru Corporation S.A., la cláusula 4.3 establece lo siguiente:

"(...) Al término del plazo para la ejecución del programa de trabajo de exploración, el contratista solo retendrá el área que ocupe cada uno de los yacimientos en explotación y aquellos cuyo inicio de Desarrollo esté comprometido en los planes y programas del año siguiente, más un área constituida por una franja de cinco (5) kilómetros circundante al límite de dichos yacimientos, dentro del área de contrato. Si en caso no se inicia la ejecución del compromiso mencionado, esos yacimientos serán devueltos al término de dicho año (...)."



133. Asimismo, la referida cláusula señala que:

"(...) El contratista podrá continuar haciendo uso de la superficie de las áreas de las que haya hecho suelta, en las que hubiera construido instalaciones que se encuentren en funcionamiento y que tengan relación con las operaciones."





"Acto de la Presidencia de la Institución Responsable y del Compromiso Ciudadano" "Resolución de las Partes con Placardas en el Párrafo"

- 134. Al respecto, mediante Carta N° PRAC-GFRC-0288-2012 (Anexo N° 15) del 18 de junio del 2012, la Gerencia de Protección Ambiental y Relaciones Comunitarias de Perupetro, informó a OEFA la suelta de área parcial del cuarenta y dos punto veinticinco por ciento (42.25%) del Lote 1-AB, la misma que conforme a la página web de Perupetro, se habría producido el 24 de noviembre de 2011.⁴¹
- 135. En el presente caso, como se puede advertir del Anexo N° 5, la Locación Marsella (cuenca del río Tigre) se encuentra ubicada fuera del área de Contrato (área morada) y dentro de la suelta de área (fuera del área morada, pero dentro de las líneas rojas); sin embargo, al ser un área identificada en el Plan Ambiental Complementario, reconocida como sitio impactado antes de la realización de la suelta, esta área debería ser igualmente considerada en el Plan de Abandono que presente la empresa, al haberse identificado como un sitio impactado.
- 136. Finalmente, es importante señalar que, en principio, el titular de la actividad es responsable por la remediación de los posibles sitios contaminados con hidrocarburos sujetos a la suelta de área, que hayan sido identificados o reconocidos hasta antes de la realización de la suelta.

III.7 DEFINICIÓN Y RESPONSABILIDAD DE LOS PASIVOS AMBIENTALES

- 137. La Ley N° 29134, Ley que regula los pasivos ambientales del subsector hidrocarburos, define a los pasivos ambientales⁴² como aquellas instalaciones mal abandonadas, suelos contaminados, o depósitos de residuos ubicados en cualquier lugar del territorio nacional, producidos como consecuencia de operaciones de las actividades de hidrocarburos, efectuadas por parte de empresas que cesaron sus actividades en el área donde se produjeron dichos impactos⁴³.



⁴¹ Mediante Carta N° 1174-2014-OEFA/DS, N° 1228-2014-OEFA/DS y N° 1346-2014-OEFA/DS del 22 de julio, 1 de agosto y 18 de agosto del 2014, respectivamente, el OEFA solicitó a Perupetro señale la implicancia legal de la suelta de áreas otorgada en el Lote 1-AB, e indique el motivo por el cual esta hubiera sido informada siete (07) meses después de concedida. Asimismo, solicitó que remita los documentos creados por Pluspetrol en torno a esta solicitud, así como informe el procedimiento interno seguido para el otorgamiento de la suelta de áreas (Anexo N° 16). Adicionalmente, mediante Oficio N° 1360-2014-OEFA/DS (Anexo N° 17) del 15 de agosto del 2014, el OEFA solicitó a la DGAAE del MINEM los instrumentos de gestión ambiental, aprobados o en evaluación, respecto a las áreas de suelta del Lote 1-AB. Ninguna de estas comunicaciones ha obtenido respuesta a la fecha.

⁴² Ley N° 29134 - Ley que Regula los Pasivos Ambientales del Subsector Hidrocarburos, publicada en el diario oficial "El Peruano" el 17 de noviembre de 2007.

Artículo 2.- Definición de los pasivos ambientales

Para efectos de la presente Ley, son considerados, como pasivos ambientales, los pozos e instalaciones mal abandonados, los suelos contaminados, los espuertas, entelanos, restos o depósitos de residuos ubicados en cualquier lugar del territorio nacional, incluyendo el zócalo marino, producidos como consecuencia de operaciones en el subsector hidrocarburos, realizadas por parte de empresas que han cesado sus actividades en el área donde se produjeron dichos impactos.

⁴³ Al respecto, el artículo 12° del Decreto Supremo N° 004-2011-EM establece quienes son los responsables de los pasivos ambientales:

Decreto Supremo N° 004-2011-EM - Reglamento de la Ley que Regula los Pasivos Ambientales del Subsector Hidrocarburos, publicado en el diario oficial "El Peruano" el 19 de febrero de 2011.

Artículo 12.- Determinación de los responsables de Pasivos Ambientales

12.1 De acuerdo a lo establecido en el artículo 4 de la Ley, el MINEM, previo informe de OSNERGMIN, determina la responsabilidad respecto de los pasivos ambientales de las actividades de hidrocarburos.

Dirección de Supervisión
www.oefa.gob.pe

Av. República de Panamá N° 3542
San Isidro - Lima, Perú
(511) 7031059



"Plan de la Preparación de la Informe Responsabilidades y del (Decreto) Ambiental"
"Decreto de las Responsabilidades y del (Decreto) Ambiental"

138. Como ha sido indicado en este informe, la empresa Pluspetrol se encuentra actualmente operando el Lote 1-AB por lo que, en caso se encontrasen suelos, depósitos y otras instalaciones que podrían estar causando impactos ambientales, éstos se encontrarían bajo la responsabilidad de dicha empresa. En consecuencia, en el presente caso, no resulta necesario, para el Lote 1-AB, aplicar el procedimiento para la identificación de "pasivos ambientales" contenido en la Ley N° 29134.
139. En este punto, es importante notar que la legislación y normativa que regulan los pasivos ambientales del subsector hidrocarburos fueron dictados a partir del año 2007, es decir, cinco años después de que entrara en vigencia la segunda modificación del contrato de cesión. Por ello, en el Contrato de concesión a favor de Pluspetrol no se especifica dentro de las obligaciones asumidas a título universal la responsabilidad por la remediación de "pasivos ambientales", debido a que no existía tal categoría jurídica.
140. Pluspetrol se encontraba obligada a remediar los sitios impactados con hidrocarburos dentro del Lote 1-AB, considerando los niveles objetivos aprobados en su PAC, remediación que debía proceder respecto de todos los sitios impactados previamente identificados como existentes en el Lote 1 AB (hasta el momento de la aprobación del PAC).
141. Por esta razón, no pueden configurarse propiamente "pasivos ambientales" en el Lote 1 AB, ya que desde el inicio de las operaciones de Pluspetrol, éste contaba con un instrumento de gestión ambiental para remediar las zonas afectadas, sin que luego de ello pueda atribuirse la responsabilidad de tal situación a operadores anteriores.

IV. CONCLUSIONES

IV.1. Respecto a la situación ambiental del Lote 1-AB

- a. Los instrumentos de gestión ambiental con los que ha operado y viene operando el Lote 1AB no involucran un planteamiento integral de gestión ambiental de un lote hidrocarbunífero pues corresponden a instrumentos cuya particular finalidad es la adecuación (v.gr. PAMA) o específicamente la remediación (v.gr. PAC) fuera de lo cual solo contemplan compromisos de monitoreos ambientales.

12.2 Los responsables pueden ser:

a. Responsables Operando

Las personas naturales o jurídicas que se encuentren efectuando actividades del subsector Hidrocarburos, asumen la responsabilidad de los pasivos que hayan generado o de los que hayan asumido su titularidad, sea por transferencia, cesión u otra forma. Los Titulares informarán, bajo Declaración Jurada, en el plazo señalado en el primer párrafo del artículo 8 del presente Reglamento, la situación actual de dichos Pasivos Ambientales.

b. Responsables No Operando

Se considera responsables no operando a las personas naturales o jurídicas que no se encuentren efectuando actividades del Subsector Hidrocarburos y que hubieren generado Pasivos Ambientales identificados por el OSINERGMIN. Dichas personas deberán informar, bajo Declaración Jurada, en el plazo señalado en el primer párrafo del artículo 8 del presente Reglamento, la situación actual de dichos Pasivos Ambientales.

c. Responsables No Identificados:

En los casos en los que el OSINERGMIN no pueda contar con información acerca de los Titulares de los Pasivos Ambientales identificados, el Estado asume progresivamente, y según su responsabilidad presupuestal, la remediación de dichos Pasivos Ambientales, priorizando los de mayor urgencia de remediación dada su situación de riesgo, en resguardo de la salud humana, la protección del ambiente, los ecosistemas y los recursos naturales pasivos de afectación.



"Acto de la Promoción de la Inclusión Responsable y del Compromiso Directivo"
"Laborio de las Personas con Discapacidad en el Perú"

- b. Durante las acciones de supervisión realizadas por la Dirección de Supervisión del OEFA se ha podido observar hechos que deberían ser considerados por Pluspetrol para ejecutar un correcto cierre de sus actividades, considerando que el contrato de concesión de dicha empresa vence en agosto de 2015 (en 10 meses).
- c. Como resultado de la supervisión integral del 2014, se ha advertido que dentro del Lote 1-AB existe una gran diversidad de instalaciones en desuso, así como de instalaciones en uso que no cumplirían con los estándares requeridos en la normativa aplicable al sub sector. Asimismo, se ha identificado impacto en suelos (suelos impregnados con hidrocarburos), aire (quema no controlada de hidrocarburos) y agua (manejo de vertimientos sin tratamiento).
- d. A través de los monitoreos participativos, para el muestreo de suelos en cada una de las DEA, el OEFA ha efectuado la identificación de sitios impactados adicionales a los que había declarado Pluspetrol en su PAC; obteniendo un total de treinta y ocho (38) sitios impactados en la cuenca del río Pastaza, diecisiete (17) sitios impactados en la cuenca del río Corrientes y treinta y cinco (35) sitios impactados en la cuenca del río Tigre, que suman un total de noventa y dos (92) sitios impactados identificados por este organismo, cuya remediación deberá considerarse en el instrumento correspondiente.



IV.2. Respecto a la opinión técnica sobre abandono y remediación del Lote 1-AB

- a. El Plan de Abandono es el instrumento de gestión ambiental idóneo para el correcto abandono de las operaciones e instalaciones del Lote 1-AB –tal como ha sido indicado a la DGAAE–, toda vez que determina la salida ordenada de un operador en la zona concesionada y permitiría la puesta en práctica de trabajos de limpieza y remediación ambiental en un plazo significativamente menor al previsto para la presentación y ejecución de un PDS, además de encontrarse garantizado por la Garantía de Seriedad de Cumplimiento que sólo se liberaría mediante la emisión de la Carta de Conformidad por el OEFA.
- b. Para efectos de la evaluación de las acciones propuestas en el respectivo Plan de Abandono que presente Pluspetrol, debe considerarse el diagnóstico ambiental que se proporciona mediante el presente informe, que incluye los resultados de las acciones de supervisión directa al Lote 1-AB, los sitios PAC no remediados y los sitios impactados identificados en el marco de las DEA; puesto que de su análisis el certificador podrá identificar las acciones de remediación mínimas que deben ejecutarse en el lote.
- c. La Locación Marsella (cuenca del río Tigre) es la única ubicada fuera del área del Contrato y dentro de la suelta de área, sin embargo, al ser un área identificada en el PAC, reconocida como sitio contaminado antes de la realización de la suelta, esta área deberá ser considerada en el Plan de Abandono.
- d. No pueden configurarse "pasivos ambientales" en el Lote 1-AB, ya que desde el inicio de las operaciones de Pluspetrol, este contó con un instrumento de gestión ambiental para remediar las zonas afectadas, sin que luego de ello, en principio, pueda atribuirse la responsabilidad de tal situación a operadores anteriores.



and



Ministerio de Promoción de la Inversión Productiva y del Comercio Exterior
Dirección de Inspección y Control de Actividades Económicas

V. ANEXOS

ANEXO N° 1: Matriz de Compromisos Ambientales del Proyecto de Reinyección de Aguas de Producción y Facilidades de Superficie en el Lote 1 AB.

ANEXO N° 2: Matriz de Compromisos Ambientales del Plan de Adecuación y Manejo Ambiental.

ANEXO N° 3: Matriz de Compromisos Ambientales del Plan Ambiental Complementario.

ANEXO N° 4: Tabla N° 1 de Supervisiones Ambientales efectuadas en el Lote 1 AB.

ANEXO N° 5: (i) Mapa de Componentes Supervisados en el Lote 1 AB en la Supervisión Integral de Marzo 2014
(ii) Mapa de Componentes Supervisados en Capahuari Norte, Capahuari Sur y Tambo
(iii) Mapa de Componentes Supervisados en Huayuri, Dorasa y Jibarite
(iv) Mapa de Componentes Supervisados en Forestal, Carmen y Shivyacu
(v) Mapa de Componentes Supervisados en San Jacinto, Marsella y Bartra

ANEXO N° 6: Tabla N° 2 de Hallazgos encontrados en la Supervisión Integral de Marzo 2014, por instalación o componente.

ANEXO N° 7: Soporte digital (CD) conteniendo la galería fotográfica de la Supervisión Integral de Marzo 2014.

ANEXO N° 8: Resultados de los análisis de laboratorio de las muestras de monitoreo de calidad ambiental (marzo 2014).

ANEXO N° 9: Carta PPN-LEG-14-02 de Pluspetrol Norte S.A.

ANEXO N° 10: (i) Informe Técnico N° 155648-2009-OS/GFHL-UMAL del 23 de febrero de 2009
(ii) Informe Técnico N° 189422-2011-OS/GFHL-UPPD del 3 de marzo del 2011

ANEXO N° 11: (i) Oficio N° 1488-2013-OEFA/DS del 28 de noviembre de 2013 dirigido a la empresa Pluspetrol Norte S.A. notificándole el Informe N° 382-2013-OEFA/DE-SDCA del 3 de setiembre de 2013.
(ii) Carta N° 375-2014-OEFA/DS del 11 de marzo de 2014 dirigido a la empresa Pluspetrol Norte S.A. notificándole el Informe N° 121-2014-OEFA/DE-SDCA del 27 de febrero de 2014.



04

15

20



Año de la Promoción de la Industria Responsable y del Compromiso Ciudadano
"Trabaja en tu área. Promociona con Responsabilidad en el Perú"

(iii) Oficio N° 1157-2014-OEFA/DS del 17 de julio de 2014 dirigido a la empresa Pluspetrol Norte S.A. notificándole el Informe N° 477-2014-OEFA/DE-SDCA del 8 de julio de 2014

ANEXO N° 12. Mapa del Lote 1 AB con los sitios impactados identificados en el marco de las DEAs e indicando las áreas de suelta.

ANEXO N° 13. Oficio N° 1359-2014-OEFA/DS del 14 de agosto de 2014 dirigido a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE)

ANEXO N° 14. Cuadro Comparativo: Plan de Abandono y Plan de Descontaminación de Suelos.

ANEXO N° 15. Carta N° PRAC-GFRC-0288-2012 (2) del 18 de junio del 2012

ANEXO N° 16. (i) Carta N° 1174-2014-OEFA/DS, del 22 de julio del 2014, dirigida a PERUPETRO S.A.
(ii) Carta N° 1229-2014-OEFA/DS, del 1 de agosto del 2014, dirigida a PERUPETRO S.A.
(iii) Carta N° 1345-2014-OEFA/DS, del 18 de agosto del 2014, dirigida a PERUPETRO S.A.

ANEXO N° 17. Oficio N° 1380-2014-OEFA/DS del 15 de agosto del 2014, al OEFA solicitó a la DGAAE

MARIA ANTONIETA MERINO TABOADA
Subdirectora de Supervisión Directa
Dirección de Supervisión



LÁZARO WALTHER FAJARDO VARGAS
Coordinador de Hidrocarburos
Dirección de Supervisión

KARINA TAFUR ASENJO
Especialista I Coordinación de Hidrocarburos
Dirección de Supervisión

SAMANTHA PATRICIA BOY ROCA
Especialista legal en materia de hidrocarburos
Dirección de Supervisión



Lima

VISTO, el Resumen Ejecutivo de las acciones de supervisión y monitoreo efectuadas respecto del Lote 1-AB entre los años 2012 y 2014; APRUEBESE el mismo y remítase una copia al operador del referido lote, Pluspetrol Norte S.A. a las instituciones públicas comprometidas en esta problemática, tales como: la Adjuntía del Medio Ambiente, Servicios Públicos y Pueblos Indígenas de la Defensoría del Pueblo, la Oficina Nacional de Diálogo y Sostenibilidad de la Presidencia del Consejo de Ministros, la Dirección General de Calidad Ambiental y la Oficina de Asesoramiento en Asuntos Socioambientales del Ministerio del Ambiente, la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del Ministerio de Energía y Minas, Petupetro S.A., así como al Representante de la Federación de Comunidades Nativas del Corriente – FECONACO, al Representante de la Federación de Comunidades Nativas del Tigre – FECONAT y al Representante de la Federación Indígena Quechua del Pastaza – FEDIQUEP, para su conocimiento y fines pertinentes.

DELIA A. MORALES CUTI

Directora de Supervisión

Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA



EXPEDIENTE N° : 267-2012-OEFA/DFSAM/PAS
ADMINISTRADO : PLUSPETROL NORTE S.A.
UNIDAD AMBIENTAL : LOTE 1AB
UBICACIÓN : PROVINCIA DATEM DE MARAÑÓN Y LORETO;
DEPARTAMENTO DE LORETO
SECTOR : HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

SUMILLA:

I. Se dispone archivar el procedimiento administrativo sancionador contra Pluspetrol Norte S.A., por las siguientes presuntas infracciones:

(i) Incumplir con la identificación y remediación de la laguna Shanshoccha del Yacimiento Capahuari Sur, conforme a lo establecido en el Plan Ambiental Complementario - PAC del Lote 1AB, aprobado por Resolución Directoral N° 153-2005-MEM/AE.

(ii) Incumplir con la remediación oportuna de la laguna Shanshoccha, ubicada dentro de la zona de influencia de las instalaciones del Yacimiento Capahuari Sur, conforme a lo establecido en el Plan Ambiental Complementario - PAC del Lote 1AB.

Ella, considerando que Pluspetrol Norte S.A. no identificó a la laguna Shanshoccha como punto impactado a remediar en el Plan Ambiental Complementario - PAC del Lote 1AB, debido a que la laguna no se encontraba afectada con hidrocarburos a la fecha en la cual se encontraba vigente la obligación de identificación.

II. De otro lado, se sanciona a Pluspetrol Norte S.A. al haberse acreditado la comisión de las siguientes infracciones:

(i) Afectar con hidrocarburos líquidos la laguna Shanshoccha y su entorno, conducta tipificada como infracción administrativa en el artículo 3° del Decreto Supremo N° 015-2006-EM, Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos; y, sancionable por el numeral 3.3 de la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD, Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN.

(ii) Causar la pérdida ecológica irreparable del ecosistema que conformaba la laguna Shanshoccha en su integridad, debido a la ejecución de acciones de drenaje y remoción de suelos (método "Landfarming") sin contar con el instrumento de gestión ambiental correspondiente, conducta tipificada como infracción administrativa y sancionable por el numeral 3.4.1 de la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD, Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos del OSINERGMIN.

(iii) Incumplir con informar al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA sobre la regularización de los trabajos de intervención en la laguna Shanshoccha, conducta tipificada como infracción administrativa y sancionable por el rubro A de la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD, Tipificación de Infracciones Generales y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN.





(iv) *No comunicar al OEFA, dentro de las veinticuatro (24) horas, la afectación ambiental a la laguna Shanshococha, conducta tipificada como infracción administrativa en el artículo 6° de la Resolución de Consejo Directivo N° 172-2009-OS/CD, Procedimiento para el Reporte y Estadísticas en Materia de Emergencias y Enfermedades Profesionales en las Actividades del Subsector Hidrocarburos; y, sancionable por el numeral 1.3 de la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2003-OS/CD, Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos del OSINERGMIN.*

III. *Ordenar como medida correctiva de aplicación progresiva, la compensación ambiental por la pérdida irremediable de la laguna Shanshococha, debido a las actividades de drenaje y remoción de suelos efectuadas por Pluspetrol Norte S.A. Dicha medida consistirá en generar una nueva laguna o, de ser el caso, potenciar o proteger un cuerpo de agua o zona dentro del área de influencia del lugar afectado, según sea determinado en un estudio hidrogeológico que Pluspetrol Norte S.A. deberá realizar previamente. Tal estudio determinará los alcances de la compensación ambiental a ser efectuada mediante la medida correctiva.*

MULTA: 5 416,90 UIT (Cinco mil cuatrocientos dieciséis con 90/100 Unidades Impositivas Tributarias)

Lima, 22 NOV. 2013



I. ANTECEDENTES

1.1 Ubicación y descripción del Lote 1AB y de la laguna Shanshococha

1. El Lote 1AB se ubica en las provincias de Loreto y Alto Amazonas, en el departamento de Loreto, en la región norte de la Amazonia Peruana y comprende una extensión aproximada de cuatro mil novecientos kilómetros cuadrados (4.900 km²). El Lote 1AB cuenta con ciento veintidós (122) pozos focalizados en diez (10) campos de producción en Capahuari Norte, Capahuari Sur, Dorssa, San Jacinto, Jibaro, Jibarito, Huayuri, Forestal, Shiviyaçu y Bartra.
2. Los pozos productivos poseen profundidades que varían desde los nueve mil (9.000) a los trece mil (13.000) pies; la producción de hidrocarburos proviene principalmente de las formaciones Vivia y Chonta del Cretácico Superior (acumulaciones de hidrocarburos). Por el Lote 1AB cruzan los ríos Corrientes, Tigre y Pastaza¹.
3. La laguna Shanshococha se encontraba ubicada en el distrito de Andoas, provincia de Datem del Marañón, departamento de Loreto; abarcaba un área aproximada de dos mil ochocientos cincuenta y seis y 52/100 metros cuadrados (2.856,52 m²). Esta laguna estaba ubicada a una distancia aproximada de doscientos metros (200 m) de la Plataforma Capahuari Sur 18 (Área de Operaciones "D"), operada en la actualidad por la empresa Pluspetrol Norte S.A.

¹ Para mayor detalle remitirse al Anexo 1 de la presente resolución.



(en adelante Pluspetrol Norte) según se aprecia en el Mapa N° 1 a continuación:

Mapa N° 1: Ubicación del área de operaciones Capahuari Sur y Laguna Shanshocoche – Lote 1AB de titularidad de Pluspetrol Norte



Fuente: Sistema de Información Geográfica del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, febrero 2013 (Folio 113 del Expediente).



1.4. Acciones de supervisión y evaluación efectuadas en el Lote 1AB

7. Del 11 al 16 de julio de 2012, la Dirección de Supervisión del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA (en adelante, Dirección de Supervisión) realizó una actividad de supervisión ambiental al Lote 1AB, con la finalidad de verificar los lugares con presencia de hidrocarburos en las cuencas de los ríos Pastaza, Cordones, Tigre y Marañón. Producto de dicha diligencia la Dirección de Supervisión emitió el Informe de Supervisión N° 692-2012-OEFA/DS del 16 de julio de 2012⁶.

8. Del 19 al 24 de setiembre de 2012, la Dirección de Supervisión realizó una supervisión regular ambiental al Lote 1AB con la finalidad de verificar el estado de la laguna Shanshococha⁷.

9. El 27 de febrero de 2013, la Dirección de Supervisión remitió a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA (en adelante, la Dirección de Fiscalización), el Informe Técnico Acusatorio N° 24-2013-OEFA/DS en el que señala la existencia de elementos preliminares de juicio de los siguiente hechos⁸:

"4.1. Pluspetrol Norte no identificó la laguna Shanshococha como área PAC.

4.2. Pluspetrol Norte habría incumplido con rehabilitar la laguna Shanshococha (área afectada) por no haber contado con un instrumento de gestión ambiental para efectuar los trabajos de remediación.

4.3. Pluspetrol Norte habría incurrido en infracción administrativa por incumplir con la normativa respecto de la Resolución N° 026-2003-OS/CD, toda vez que no habría remitido información requerida por el OEFA.

4.4. Se recomienda a la Dirección de Fiscalización el inicio del procedimiento administrativo sancionador contra Pluspetrol Norte por presuntas infracciones a la normativa nacional."

10. Del 28 de abril al 5 de mayo de 2013, la Dirección de Evaluación del OEFA (en adelante, Dirección de Evaluación) realizó una visita de evaluación al Lote 1AB con la finalidad de identificar los lugares contaminados por actividades hidrocarbureras en la cuenca del río Pastaza, en el marco de la declaración de la Emergencia Ambiental de la cuenca del río Pastaza. Producto de esta visita la Dirección de Evaluación emitió el Informe N° 326-2013-OEFA/DE-SDCA del 9 de julio de 2013⁹.

1.5. Procedimiento administrativo sancionador

11. Mediante Resolución Subdirectoral N° 017-2012-OEFA-DFSAI/PAS del 4 de diciembre de 2012, notificada el 4 de diciembre de 2012, se inició el



⁶ Folios 1 al 55 del Expediente.

⁷ Folio 117 del Expediente.

⁸ Folios 101 al 183 del Expediente.

⁹ Folios 209 al 292 del Expediente.



procedimiento administrativo sancionador contra Pluspetrol Norte¹⁰ por las presuntas infracciones administrativas ambientales en el Lote IAB. Posteriormente, a través de la Resolución Subdirectorial N° 187-2013-DEFA-DFSA/SDI del 15 de marzo de 2013, notificada el 21 de marzo de 2013, la Subdirección de Instrucción e Investigación amplió la imputación de cargos a Pluspetrol Norte; imputándole a título de cargo, finalmente, las siguientes presuntas infracciones¹¹:

N°	Presunta conducta infractora	Norma que tipifica la presunta infracción administrativa	Norma que tipifica la eventual sanción	Eventual sanción	Otras sanciones
1	La empresa Pluspetrol Norte no cumplió con su obligación de identificar y remediar la laguna Shanstococha del Yacimiento Capahuán Sur, tal como lo señala el Plan Ambiental Complementario (PAC) del Lote IAB, aprobado por Resolución Directoral N° 153-2005-MEN/AAE.	Artículo 7° de las Disposiciones para la presentación del Plan Ambiental Complementario PAC por parte de las empresas que realicen actividades de hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 002-2006-EM.	Numeral 3.4.4 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 026-2008-OS/CD y sus modificatorias.	De 0 a 10.000 UIT.	Cierre de Instalaciones; Suspensión Temporal de Actividades; Suspensión Definitiva de Actividades.
2	La empresa Pluspetrol Norte no cumplió con remediar oportunamente la laguna Shanstococha ubicada dentro de la zona de influencia de las instalaciones del Yacimiento Capahuán Sur, de acuerdo a lo establecido en el PAC del Lote IAB.	Artículo 7° de las Disposiciones para la presentación del Plan Ambiental Complementario - PAC por parte de las empresas que realicen actividades de hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 002-2006-EM.	Numeral 3.4.4 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 026-2008-OS/CD y sus modificatorias.	De 0 a 10.000 UIT.	Cierre de Instalaciones; Suspensión Temporal de Actividades; Suspensión Definitiva de Actividades.
3	La laguna Shanstococha se encuentra impactada de hidrocarburo, lo cual es responsabilidad de Pluspetrol Norte.	Artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2008-EM.	Numeral 3.3 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 026-2008-OS/CD y sus modificatorias.	De 0 a 10.000 UIT.	Cierre sin Establecimiento; Cierre de Instalaciones; Infractamiento Temporal de Vehículos, Refro de Instalaciones y/o Equipos; Suspensión Temporal de Actividades; Suspensión Definitiva de Actividades.
4	La empresa Pluspetrol Norte realizó una intervención a la laguna	Numeral 3.4.1 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos.	Numeral 3.4.1 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos.	De 0 a 2.000 UIT.	Cierre de Instalaciones; Paralización de Obras; Suspensión

¹⁰ Folios 63 al 66 del Expediente.

¹¹ Folios del 129 al 133 del Expediente.



N°	Presunta conducta infractora	Norma que tipifica la presunta infracción administrativa	Norma que tipifica la eventual sanción	Eventual sanción	Otras sanciones
	Shanshococho y áreas adyacentes consistente en el drenaje y remoción de los suelos, sin contar con un instrumento de gestión ambiental.	Incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias.	Incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias.		Definida de Actividades
5.	La empresa Pluspetrol Norte no cumplió con informar al OEFA la solicitud en la inspección no campo dentro del plazo establecido para ello.	Punto 4 de la Tipificación de Infracciones Generales y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada mediante Resolución N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias.	Punto 4 de la Tipificación de Infracciones Generales y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada mediante Resolución N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias.	De 1 a 50 UIT	
6.	La empresa Pluspetrol Norte no comunicó al OEFA dentro de las 24 horas la afectación ambiental a la laguna Shanshococho, hecho que calificara como un supuesto accidente ambiental.	Artículo 8° del Procedimiento para el reporte y estadísticas en emergencias y enfermedades profesionales en las actividades del subsector hidrocarburos, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 172-2003-OS/CD.	Numeral 1.3 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias.	De 0 a 35 UIT	Paralización de Obras



12. Por escritos de fechas 14 de diciembre de 2012¹² y 12 de abril de 2013¹³, Pluspetrol Norte presentó sus descargos, señalando lo siguiente:

- a) Incumplimiento de la obligación de identificar y remediar la laguna Shanshococho, de acuerdo con lo señalado en el PAC del Lote 1AB
 - La naturaleza del PAC supone la identificación previa de lugares afectados, ya sea porque estuvieron pendientes de remediación o porque fueron subdimensionados en el PAMA. Por ello, Pluspetrol Norte efectuó las evaluaciones de campo (27 de octubre al 15 de diciembre de 2003), aéreas (los días 24 y 29 de noviembre, 8 de diciembre de 2003 y 7 de abril de 2004) y de riesgos ambientales.
 - Los compromisos asumidos en el PAC se circunscriben únicamente a setenta y cinco (75) sitios previamente identificados, cuatro (4) de los cuales corresponden al yacimiento Capahuari Sur, no encontrándose entre ellos el área de la laguna Shanshococho.

¹² Folios 72 al 100 del Expediente.

¹³ Folios 165 al 191 del Expediente.



- En el supuesto negado de que la conducta imputada constituyera un incumplimiento al PAC (aprobado en el año 2005), la presunta infracción habría prescrito en el año 2009, puesto que han transcurrido los cuatro (04) años previstos como plazo de prescripción en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General (en adelante, LPAG).
- El Informe N° 033-2005-MEM-AAE/GL, mencionado en la Resolución Subdirectoral N° 187-2013-OEFA-DFSAI/SDI, se refiere a la remediación de suelos en las áreas impactadas y no describe el contenido de los compromisos ambientales asumidos por Pluspetrol Norte. Dicho documento constituye únicamente un resumen realizado por la autoridad evaluadora respecto de las actividades comprometidas en el PAC.
- b) Incumplimiento de remediar oportunamente la laguna Shanshocochoa ubicada dentro de la zona de influencia de las instalaciones del yacimiento Capahuari Sur, de acuerdo con lo establecido en el PAC del Lote 1AB
- Al no haberse identificado de manera clara y precisa en qué parte del PAC se prevé el compromiso ambiental de remediar la laguna Shanshocochoa, no resulta una obligación exigible a Pluspetrol Norte.
- c) Impacto con hidrocarburos en la laguna Shanshocochoa
- No se ha demostrado el nexo de causalidad entre alguna conducta de Pluspetrol Norte y la afectación de la laguna Shanshocochoa, ya que no se ha verificado su afectación con hidrocarburo producto de las actividades de la empresa.
- Si bien la mencionada laguna se encuentra cerca al pozo de Capahuari Sur, ello no acredita que fue impactada por algún derrame o incidente producto de la actividad de Pluspetrol Norte desde del año 2001 (año en que iniciaron sus operaciones en el Lote 1AB).
- Dicha zona no ha sido materia de supervisiones y/o fiscalizaciones efectuadas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN y el OEFA, por motivo de incidentes ambientales reportados por Pluspetrol Norte.
- Los contratos privados carecen de idoneidad para modificar las reglas del derecho en materia ambiental, por lo que las responsabilidades administrativas ambientales de la anterior licenciataria del Lote 1AB no pueden ser imputadas a Pluspetrol Norte. En este sentido, corresponde a la autoridad sancionadora establecer una debida relación de causalidad en los hechos materia de sanción con la conducta del administrado imputado, en este caso Pluspetrol Norte.
- La cesión de posición contractual realizada no le otorga responsabilidad a Pluspetrol Norte por las afectaciones que la primera hubiera ocasionado, lo contrario significaría una violación a los principios de causalidad y responsabilidad ambiental.
- Existe una contradicción entre el Informe de Supervisión N° 692-2012-OEFA/DS y la Resolución N° 187-2013-OEFA-DFSAI/SDI que imputó los cargos en forma definitiva, en el sentido que el primer documento señala





que no se ha determinado la causa de la afectación de la laguna Shanshococho, mientras que el segundo indica que las causas más probables de afectación a la laguna pueden atribuirse a las actividades hidrocarburíferas realizadas en el área de operaciones "D".

- En la Resolución Subdirectoral N° 187-2013-OEFA-DFSA/SDI se pretende invocar la aplicación de la doctrina de los actos propios, para suplir la acreditación de la relación de causalidad, señalando que Pluspetrol Norte habría reconocido ser autor de la afectación a la laguna, toda vez que a la fecha de las supervisiones estaba realizando actividades de remediación ambiental en la laguna. Sin embargo, dicha doctrina jurídica no sería de aplicación al presente caso, toda vez que no existe declaración de voluntad inicial por parte de Pluspetrol Norte sobre su responsabilidad por la afectación de la laguna. Pluspetrol Norte realizó actividades de remediación en la laguna como consecuencia de un pedido de la Comunidad Nativa Nuevo Andoas.
- d) Intervención a la laguna Shanshococho y áreas aledañas consistente en el drenaje y remoción de los suelos sin contar con un instrumento de gestión ambiental.
 - Pluspetrol Norte realizó actividades de remediación en la laguna Shanshococho exclusivamente por el pedido de la Comunidad Nativa Nuevo Andoas, actuando voluntariamente y no en base a una obligación reconocida en algún instrumento de gestión ambiental.
 - Se ha vulnerado el principio de tipicidad, puesto que el concepto "operación" es aplicable sólo para el inicio y ampliación de las actividades de exploración, explotación y almacenamiento, mas no para las acciones de drenaje y remoción de suelos imputadas en el presente caso; por ello el OEFA no puede considerar dichas labores de remediación como operaciones vinculadas al desarrollo de las actividades productivas de la empresa.
- e) Incumplimiento del requerimiento formulado en la supervisión de campo
 - Por medio del Acta N° 004102, el OEFA requirió regularizar los trabajos de remediación realizados en Capahuari Sur (laguna Shanshococho) en un plazo de 10 días hábiles. La regularización debía ejecutarse con un instrumento de gestión ambiental aprobado por la autoridad competente.
 - La elaboración, presentación y aprobación de un instrumento de gestión ambiental, así como su remisión dentro de los diez (10) días hábiles siguientes de suscrita el Acta N° 004102, no era un plazo razonable, toda vez que para poder obtener los mencionados instrumentos era necesario seguir una serie de procedimientos administrativos cuyos plazos son mayores a los otorgados por el OEFA.
 - El ejercicio de la potestad fiscalizadora de la autoridad no puede realizarse desconociendo el criterio de razonabilidad.





f) No comunicar al OEFA la prestación ambiental a la laguna Shanshococho dentro de las veinticuatro (24) horas

• Se ha realizado una indebida aplicación de la legislación vigente, pues el artículo 6° del Procedimiento para el Reporte y Estadísticas en materia de Emergencias y Enfermedades Profesionales en las Actividades del Subsector Hidrocarburos, aprobado por Resolución N° 172-2009-OS/CD, establece que frente a un accidente ambiental, el administrado deberá comunicarlo dentro de las veinticuatro (24) horas de ocurrido, no desde que este es detectado. Por ello, al pretender sancionar a Pluspetrol Norte por esta infracción se estaría vulnerando al principio de legalidad y debido procedimiento.

13. Mediante Razon Subdirectoral de fecha 6 de setiembre de 2013, se incorporó al expediente los siguientes documentos¹⁴:

• Informe de Supervisión N° 660-2012-OEFA/DS del 18 de julio de 2012, referido a la visita de supervisión a los Lotes 8 y 1AB realizada por la Dirección de Supervisión los días 25 al 29 de junio de 2012¹⁵.

• Informe N° 065-2013-OEFA/DE del 4 de febrero de 2013, referido a la visita de evaluación al Lote 1AB realizada por la Dirección de Evaluación del 15 al 26 de octubre de 2012.

• Informe N° 326-2013-OEFA/DE-SDCA del 9 de julio de 2013 e Informe Complementario N° 397-2013-OEFA/DE-SDCA del 3 de setiembre de 2013, referidos a la visita de evaluación al Lote 1AB realizada por la Dirección de Evaluación del 26 de abril al 6 de mayo de 2013.

• Grabaciones digitales y fotografías de la laguna Shanshococho¹⁶.

14. Por Carta N° 278-2013-OEFA/DFSAI/SDI notificada con fecha 6 de setiembre de 2013 la Subdirección de Instrucción e Investigación de esta Dirección remitió a Pluspetrol Norte copia de los documentos mencionados en el párrafo anterior, otorgándole un plazo de cinco (5) días hábiles para los fines que considere pertinentes¹⁷.

15. Mediante escrito de fecha 13 de setiembre de 2013, Pluspetrol Norte solicitó la



14 Foto 297 del Expediente.

15 El 19 de octubre de 2011, con ocasión de los múltiples permisos efectuados por las comunidades nativas de las cuencas de los ríos Pastaza, Corrientes, Tigre y Marañón, la Comisión de Pueblos Andinos, Amazónicos, Afroperuanos, Ambiente y Ecología del Congreso de la República aprobó la conformación del Grupo de Trabajo sobre la Situación Indígena de las Cuencas de los Ríos Pastaza, Tigre, Corrientes y Marañón (en adelante, Grupo de Trabajo).

Del 28 al 29 de junio de 2012, el Grupo de Trabajo realizó una supervisión ambiental a los Lotes 8 y 1AB operados por Pluspetrol Norte, en las Cuencas de los ríos Pastaza, Corrientes, Tigre y Marañón.

En dicha diligencia se constituyó el personal de la Dirección de Supervisión, el cual no tuvo a su cargo la supervisión directa de la zona a fin de determinar las áreas impactadas con hidrocarburos.

(Fotos 212 al 220 del Expediente)

16 Las grabaciones y fotografías fueron recibidas por la Coordinación General de Gestión de Conflictos Socioambientales del OEFA y por la Congresista Verónica Mendoza-Flores.

17 Foto 296 del Expediente.



nulidad de la Carta N° 278-2013-OEFA/DFSAI/SDI, señalando que no existía relación alguna entre la materia controvertida en el presente procedimiento administrativo sancionador y el contenido de los informes que le fueron notificados. Asimismo, la empresa señaló que la decisión de incorporar al expediente los referidos informes carece de motivación, lo cual vulneraría sus derechos al debido procedimiento y de defensa.¹⁶

16. Por Carta N° 304-2013-OEFA/DFSAI/SDI, notificada con fecha 20 de setiembre de 2013, se informó a Pluspetrol Norte que la puesta en conocimiento de la referida documentación se efectuó para mejor resolver el procedimiento en curso, y en observancia de lo previsto en los artículos 55° y 160° de la LPAG, sobre el derecho del administrado a acceder a todos los actuados obrantes en el expediente.¹⁷
17. Mediante escrito de fecha 26 de setiembre de 2013, Pluspetrol Norte reiteró su solicitud de nulidad de la Carta N° 278-2013-OEFA/DFSAI/SDI.¹⁸

II. CUESTIONES EN DISCUSIÓN

18. Las cuestiones en discusión en el presente procedimiento administrativo sancionador son las siguientes:

- (i) Primera Cuestión procesal previa: Si procede la solicitud de nulidad de la Carta N° 278-2013-OEFA/DFSAI/SDI formulada por Pluspetrol Norte.
- (ii) Segunda Cuestión procesal previa: Si existe contradicción entre la Resolución Subdirectoral N° 187-2013-OEFA/DFSAI/SDI y el Informe de Supervisión N° 692-2012-OEFA/DS.
- (iii) Primera cuestión en discusión: Si Pluspetrol Norte tenía la obligación de identificar la laguna Shanshocochoa en el PAC del Lote 1AB.
- (iv) Segunda cuestión en discusión: Si Pluspetrol Norte incumplió con remediar la laguna Shanshocochoa, de conformidad con el PAC del Lote 1AB.
- (v) Tercera cuestión en discusión: Si Pluspetrol Norte es responsable por la presencia de hidrocarburos en la laguna Shanshocochoa y si ha incumplido con el artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM.
- (vi) Cuarta cuestión en discusión: Si Pluspetrol Norte tenía la obligación de contar con un instrumento de gestión ambiental aprobado para intervenir la laguna Shanshocochoa y sus áreas aledañas y, de ser el caso, si es responsable por el incumplimiento de tal obligación.
- (vii) Quinta cuestión en discusión: Si Pluspetrol Norte cumplió con su obligación de presentar al OEFA la información solicitada en la inspección de campo dentro del plazo otorgado y, de ser el caso, si es responsable por el incumplimiento de tal obligación.

¹⁶ -Fólios 298 y 312 del Expediente.

¹⁷ -Fólios 303 al 314 del Expediente.

¹⁸ -Fólios del 015 al 326 del Expediente.





- (viii) Sexta cuestión en discusión: Si Pluspetrol Norte tenía la obligación de comunicar la afectación de la laguna Shanshocochoa dentro del plazo de veinticuatro (24) horas establecido por la norma y, de ser el caso, si es responsable por el incumplimiento de tal obligación.
- (ix) Si corresponde sancionar a Pluspetrol Norte.
- (x) Si corresponde ordenar alguna medida correctiva a Pluspetrol Norte.

III. ANÁLISIS DE LAS CUESTIONES EN DISCUSIÓN

A) CUESTIONES PROCESALES PREVIAS

III.1 Primera Cuestión procesal previa: La solicitud de nulidad de la Carta N° 278-2013-OEFA/DFSAI/SDI

- 19. De acuerdo a lo señalado anteriormente, mediante Cartas N° 278 y 304-2013-OEFA/DFSAI/SDI, la Subdirección de Instrucción e Investigación de esta Dirección remitió a Pluspetrol Norte copias de los Informes N° 660-2012-OEFA/DS, N° 085-2013-OEFA/DE, N° 326-2013-OEFA/DE-SDCA, y del Informe Complementario N° 397-2013-OEFA/DE-SDCA, así como de las grabaciones digitales y fotografías de la laguna Shanshocochoa.
- 20. Pluspetrol Norte ha solicitado la nulidad de la Carta N° 278-2013-OEFA/DFSAI/SDI, alegando que no existe relación entre la materia controvertida en el presente procedimiento sancionador y el contenido de los informes que le fueron notificados; y que la decisión de incorporarlos al expediente carece de motivación, lo que vulneraría sus derechos al debido procedimiento y de defensa.
- 21. El artículo 10° de la LPAG establece como causales de nulidad del acto administrativo, la inobservancia de las leyes, así como la omisión o defecto de sus requisitos de validez, uno de los cuales es la debida motivación²¹.
- 22. Por su parte, el artículo 11° de la citada ley establece que la nulidad de los actos administrativos se plantea a través de los recursos impugnativos previstos en su artículo 207°, entendiéndose, reconsideración, apelación o revisión, según corresponda. El numeral 206.2 del artículo 206° de la mencionada norma señala que sólo son impugnables los actos definitivos que ponen fin a la instancia y los actos de trámite que determinen la imposibilidad de continuar el procedimiento o produzcan indefensión²².

²¹ Ley N° 27444 - Ley del Procedimiento Administrativo General.
"Artículo 10.- Causales de nulidad.
Son vicios del acto administrativo, que causan su nulidad de pleno derecho, los siguientes:
1. La contrariedad a la Constitución, a las leyes o a las normas reglamentarias;
2. El defecto o la omisión de alguno de sus requisitos de validez, salvo que se presente alguno de los supuestos de conservación del acto a que se refiere el Artículo 14.
3. Los actos expresos o los que resulten como consecuencia de la aprobación automática o por silencio administrativo positivo, por los que se adquiere facultades, o derechos, cuando son contrarios al ordenamiento jurídico, o cuando no se cumplen con los requisitos, documentación o trámites esenciales para su adquisición.
4. Los actos administrativos que sean consecutivos de infracción penal, o que se dicten como consecuencia de infracción.

²² Ley N° 27444 - Ley del Procedimiento Administrativo General.
"Artículo 11.- Instancia competente para declarar la nulidad



23. La solicitud de nulidad presentada por Pluspetrol Norte está contenida en el escrito de fecha 13 de setiembre de 2013 y no en un recurso impugnatorio. Asimismo, dicha solicitud está referida a la nulidad de la Carta N° 278-2013-DEFA/DFSA/SDI por la cual solo se comó traslado a Pluspetrol Norte de copias de la documentación incorporada al expediente, en aras de mantener inólumenes sus derechos de debido procedimiento y de defensa. Dicho acto no puso fin a la primera instancia administrativa ni ha configurado la imposibilidad de continuar con el procedimiento.
24. En ese orden de ideas, en atención a lo previsto en el artículo 11° de la LPAG, corresponde desestimar la solicitud de nulidad de la Carta N° 278-2013-DEFA/DFSA/SDI planteada por Pluspetrol Norte, y declarar la improcedente.
25. Debe indicarse que lo anterior no enerva el derecho de Pluspetrol Norte de solicitar la nulidad de la Carta N° 278-2013-DEFA/DFSA/SDI empleando las vías pertinentes para su tramitación.
26. Sin perjuicio de lo señalado, es preciso indicar que la incorporación al expediente de tales documentos se realizó en estricto cumplimiento de los principios de impulso de oficio y de verdad material, contemplados en los numerales 1.3 y 1.11 del artículo IV del Título Preliminar de la LPAG²³.



11.1 Los administrados planteen la nulidad de los actos administrativos que les conciernen por medio de los recursos administrativos previstos en el Título III Capítulo II de la presente Ley.

11.2 La nulidad será conocida y declarada por la autoridad superior de quien dictó el acto. Si se tratara de un acto dictado por una autoridad que no esté sometida a subordinación jerárquica, la nulidad se declarará por resolución de la misma autoridad.

11.3 La resolución que declara la nulidad, además dispondrá lo conveniente para hacer efectiva la responsabilidad del emisor del acto invalidado.

(...)

Artículo 206.- Facultad de contradicción

206.1 Conforme a lo señalado en el Artículo 106, frente a un acto administrativo que se sume viola, desconoce o lesiona un derecho o interés legítimo, procede su contradicción en la vía administrativa mediante los recursos administrativos señalados en el artículo siguiente.

206.2 Sólo son impugnables los actos definitivos que ponen fin a la instancia y los actos de trámite que determinen la imposibilidad de continuar el procedimiento o produzcan indefensión. La contradicción a los restantes actos de trámite deberá alegarse por los interesados para su consideración en el acto que ponga fin al procedimiento y podrá impugnarse con el recurso administrativo que, en su caso, se interponga contra el acto definitivo.

(...)

Artículo 207.- Recursos administrativos

207.1 Los recursos administrativos son:

- a) Recurso de reconsideración
- b) Recurso de apelación
- c) Recurso de revisión

(...)

Ley N° 27444 - Ley del Procedimiento Administrativo General

Título Preliminar Artículo IV.- Principios del Procedimiento Administrativo

1. El procedimiento administrativo se sustenta fundamentalmente en los siguientes principios, sin perjuicio de la vigencia de otros principios generales del Derecho Administrativo.

(...)

1.3. Principio de impulso de oficio.- Las autoridades deben dirigir e impulsar de oficio el procedimiento y ordenar la realización o práctica de los actos que resulten convenientes para el esclarecimiento y resolución de las cuestiones necesarias.

(...)

1.11. Principio de verdad material.- En el procedimiento, la autoridad administrativa competente deberá verificar plenamente los hechos que sirven de motivo a sus decisiones, para lo cual deberá adoptar todas las medidas probatorias necesarias autorizadas por ley, aun cuando no hayan sido propuestas por los administrados o hayan acordado admitir de más.

(...)



27.- Adicionalmente, debe dejarse constancia que, de acuerdo a lo señalado en la Carta N° 304-2013-OEFA/DFSAI/SDI, en el procedimiento se ha salvaguardado el derecho de defensa del administrado, ha observado el principio del debido procedimiento y ha motivado adecuadamente la incorporación de la referida documentación al expediente. En otras palabras, el OEFA ha procurado en todo momento garantizar el pleno ejercicio de los derechos de Pluspetrol Norte en el presente procedimiento administrativo sancionador.

28.- Finalmente, cabe precisar que al momento de resolver esta Dirección tomará en consideración únicamente las partes pertinentes de los documentos incorporados al expediente; es decir, solo aquellos elementos que guarden relación con los hechos materia de controversia en el presente procedimiento.

III.2 Segunda Cuestión procesal previa: Presunta contradicción entre la Resolución Sub-Directoral N° 187-2013-OEFA/DFSAI/SDI y el Informe de Supervisión N° 692-2012-OEFA/DS

29.- Pluspetrol Norte alega que existe contradicción entre el Informe de Supervisión N° 692-2012-OEFA/DS y la Resolución N° 187-2013-OEFA-DFSAI/SDI, toda vez que en el primer documento la Subdirección de Instrucción e Investigación del OEFA ha señalado que no se ha determinado la causalidad de la afectación de la laguna Shanishococha, mientras que en el segundo documento, la Dirección de Supervisión menciona que las actividades hidrocarburíferas realizadas en el área de operaciones "D" en el Lote 1AB, pudieron afectar la laguna.

30.- Al respecto, de conformidad con lo establecido por los numerales 9.1 y 9.2 del artículo 9° del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA²⁴, el presente procedimiento administrativo sancionador se inició mediante la Resolución N° 187-2013-OEFA-DFSAI/SDI, que incorpora el Informe Técnico Acusatorio y las imputaciones que pudiera agregar la autoridad instructora.

31.- De acuerdo al artículo 12° del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA²⁵, la referida resolución de inicio contiene una descripción de los actos u omisiones que pudieran constituir infracción administrativa, las normas que tipifican los actos u omisiones como infracciones administrativas, las sanciones que correspondería imponer, identificando las normas que tipifican dichas sanciones, el plazo para presentar descargos y, los medios probatorios que sustentan las imputaciones efectuadas.

²⁴ Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 012-2012-OS/CD.
"Artículo 9°.- De la imputación de cargos.
9.1) La imputación de cargos está conformada por el Informe Técnico Acusatorio y las imputaciones que pudiere agregar la Autoridad Instructora.
9.2) Tanto los cargos contenidos en el Informe Técnico Acusatorio, como los que agregue la Autoridad Instructora, de ser el caso, deberán consignarse en la resolución de imputación de cargos."
(...)

²⁵ Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 012-2012-OS/CD.
Artículo 12°.- Contenido de la resolución de imputación de cargos
La resolución de imputación de cargos deberá contener:
(i) Una descripción clara de los actos u omisiones que pudieran constituir infracción administrativa;
(ii) Las normas que tipifican dichos actos u omisiones como infracciones administrativas;
(iii) Las sanciones que, en su caso, correspondería imponer, identificando la norma que tipifica dichas sanciones;
(iv) El plazo dentro del cual el administrado podrá presentar sus descargos por escrito;
(v) Los medios probatorios que sustentan las imputaciones realizadas.



32. Es en función al análisis del Informe Técnico Acusatorio que la Subdirección de Instrucción e Investigación, en su calidad de autoridad instructora¹⁸, realiza la imputación de cargos. Asimismo, dicha autoridad podrá tomar en consideración otros elementos de prueba, entre los que se encuentran, por ejemplo, los informes de Supervisión realizados por la Dirección de Supervisión y la documentación presentada por el administrado.
33. Los informes de Supervisión constituyen elementos de prueba iniciales, que son analizados en el marco de la investigación preliminar realizada por la Dirección de Supervisión. Dichos informes no contienen las conclusiones a las que arribó la Dirección de Supervisión en la investigación preliminar, pues tales conclusiones son incorporadas en el Informe Técnico Acusatorio a ser remitido a la Dirección de Fiscalización.
34. Considerando entonces que la resolución de inicio del procedimiento, así como la que eventualmente amplía los cargos, son el resultado de un análisis integral de diversos medios de prueba que, evaluados en conjunto, constituyen indicios razonables de la comisión de una presunta infracción, no resulta exigible que los informes de Supervisión y las resoluciones de inicio guarden estricta identidad, como lo sugiere Pluspetrol Norte.
35. En el presente caso, el Informe de Supervisión N° 692-2012-OEFA/DS recogió los resultados de la supervisión ambiental especial realizada del 11 al 16 de julio de 2012, en el yacimiento Capahuari Sur. Por su parte, el Informe Técnico Acusatorio N° 024-2013-OEFA/DS atribuyó, de manera preliminar, responsabilidad a la imputada, debido a que el área afectada se encontraba dentro de la concesión operada por Pluspetrol Norte.
36. Si bien el Informe de Supervisión N° 692-2012-OEFA/DS no determinó la causalidad de la afectación de la laguna Shanshococha, ello no impide que a la luz de los demás medios probatorios obrantes en el expediente, como el Informe Técnico Acusatorio, la autoridad instructora advierta indiciariamente la existencia de una presunta infracción.
37. En el presente caso, luego de valorar los referidos elementos de prueba, mediante Resolución N° 187-2013-OEFA-DFSAI/SDI, la Subdirección de Instrucción e Investigación inició el presente procedimiento estimando que *"al encontrarse la laguna de Shanshococha dentro de la zona de influencia del área de operaciones "D" la cual se encuentra ubicada dentro del Yacimiento Capahuari Sur, la empresa Pluspetrol Norte resultaba responsable de la afectación ambiental a dicha laguna"*.
38. En atención a lo expuesto, considerando que el Informe de Supervisión N° 692-2012-OEFA/DS –analizado de manera conjunta con otros medios probatorios actuados en el expediente– sirvió de base para emitir la Resolución Sub-Directoral N° 187-2013-OEFA-DFSAI/SDI, se ha verificado que no existe



¹⁸ Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 012-2012-03/CD.

"Artículo 6°.- De las autoridades involucradas en el procedimiento administrativo sancionador. Las autoridades involucradas en el procedimiento administrativo sancionador son las siguientes:

(...)

b) **Autoridad Instructora.** Es el órgano facultado para imputar cargos, solicitar el dictado de medidas cautelares, convocar los actos de instrucción y actuación de pruebas durante la investigación en comers[...], y formular la correspondiente propuesta de resolución.

(...)



contradicción entre ellos, por lo que los argumentos de Pluspetrol Norte deben ser desestimados.

B) LOS HECHOS MATERIA DE ANÁLISIS

39. Primera supervisión: Del 25 al 29 de junio de 2012, el "Grupo de Trabajo sobre la situación indígena de los ríos Pastaza, Tigre, Comientes y Marañón" del Congreso de la República (en adelante, Grupo de Trabajo), conjuntamente con la Dirección de Supervisión del OEFA realizaron una visita a las instalaciones del yacimiento Capahuari Sur ubicadas en el Lote 1AB, donde se verificó lo siguiente³⁷:

*"Siendo las 16:40 horas del 25 de junio de 2012, los integrantes de la Comisión llegan al Km 7 de la carretera Andina - Capahuari Sur, donde se ubica la Plataforma CapSur 18, donde además están los Pozos CapSur 18, 19 y 20.
Aproximadamente a unos 40 metros de la lateral de la plataforma, se encuentra el sitio contaminado con petróleo conocido con el nombre Shanshocochoa."*

*"Se observa también, que la empresa Pluspetrol inició trabajos de remediación con apertura del acceso al sitio y remoción de tierra. Las actividades que la empresa viene realizando no cuentan con un instrumento aprobado por la autoridad competente.
La coordenada de ubicación, correspondiente a estos puntos es: UTM 40S25E09692322N."*

(El subrayado es nuestro).

Conforme a ello, en esta primera visita se verificó que la laguna Shanshocochoa estaba impactada con hidrocarburo y que Pluspetrol Norte había iniciado trabajos de remediación sin contar con un instrumento de gestión ambiental.

40. Segunda supervisión: Del 11 al 16 julio de 2012, la Dirección de Supervisión realizó una visita de supervisión especial a las instalaciones del yacimiento Capahuari Sur ubicadas en el Lote 1AB, donde se verificó lo siguiente³⁸:

*"La laguna Shanshocochoa (Cochoa) se ubica aproximadamente a 200 metros del Pozo 20 de la Plataforma CapSur 18 y se encuentra afectada con hidrocarburos.
De acuerdo a lo informado por el representante de la empresa Pluspetrol Norte, dicha laguna tiene una profundidad aproximada de 3 metros y además, no ha sido identificada para su remediación del Lote 1AB."*

"Se ha observado que la empresa viene ejecutando trabajos de remediación en la laguna Shanshocochoa impactada con hidrocarburos, para ello ha habilitado canchales de drenaje para el agua de la laguna y los trabajos de remediación ejecutados es en base al método Landfarming."

(El subrayado es nuestro).

Es decir, en esta segunda visita se constató –además de la afectación con hidrocarburo- lo siguiente: (i) la cercanía de la laguna Shanshocochoa a la Plataforma CapSur 18 (200 metros), (ii) la profundidad de la laguna (3 metros), (iii) la no identificación de la laguna en el Lote 1AB para su remediación y (iv) la ejecución de trabajos de drenaje y remediación por parte de Pluspetrol Norte mediante el método Landfarming.

³⁷ Fotos 212 al 220 del Expediente.

³⁸ Fotos 1 al 15 del Expediente.



41. Tercera supervisión: Del 19 al 24 de septiembre de 2012, la Dirección de Supervisión realizó una visita de supervisión especial a las instalaciones del yacimiento Capahuasi Sur ubicadas en el Lote 1AB, en la que se verificó lo siguiente²⁹:

La cofia denominada Shanshococha afectada con hidrocarburos viscosos siendo intervenida por la empresa mediante el método de Landfarming y con uso de equipo de maquinaria pesada.

Conforme a lo anterior, se aprecia que en esta tercera visita se verificó que Pluspetrol Norte intervino la laguna Shanshococha mediante el método Landfarming con equipo de maquinaria pesada.

42. En atención a las tres supervisiones indicadas se analizarán, a continuación, los hechos imputados a Pluspetrol Norte en el presente procedimiento administrativo sancionador.

C) CUESTIONES EN DISCUSIÓN

III.3. Primera cuestión en discusión: Obligación de Pluspetrol Norte de identificar la laguna Shanshococha en el PAC

43. Antes de analizar la presente imputación, resulta pertinente efectuar un breve análisis de la normativa ambiental aplicable, así como de las obligaciones fiscalizables por el OEFA con ocasión de las disposiciones contenidas en los instrumentos de gestión ambiental.

III.3.1. Las normas ambientales, los instrumentos de gestión ambiental y las obligaciones fiscalizables por el OEFA



44. Los instrumentos de gestión ambiental regulan medidas ambientales específicas, dirigidas a los impactos ambientales identificados durante el procedimiento de evaluación ambiental, y consisten en técnicas para manejar adecuadamente la protección del ambiente³⁰. Estos instrumentos de gestión ambiental comprenden los Estudios Ambientales e Instrumentos de Gestión Ambiental Complementarios en el ámbito del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental.
45. Para la aprobación de los instrumentos de gestión ambiental, la autoridad competente emite un acto administrativo que determina la viabilidad del proyecto o actividad a realizar, pudiendo ser una resolución aprobatoria o desaprobatoria. En caso de ser una resolución aprobatoria, se denomina "certificación ambiental".
46. A partir de este momento, la fiscalización puede ser de dos tipos: (i) la fiscalización de los requisitos *ex ante* a la certificación ambiental; y, (ii) la fiscalización de las obligaciones *ex post* a la certificación ambiental; esta última realizada por el OEFA.
47. Bajo este marco, el artículo 11º de la Ley N° 29325 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental dispone que las obligaciones ambientales fiscalizables por el OEFA pueden encontrarse en las normas

²⁹ Folio 117 del Expediente.

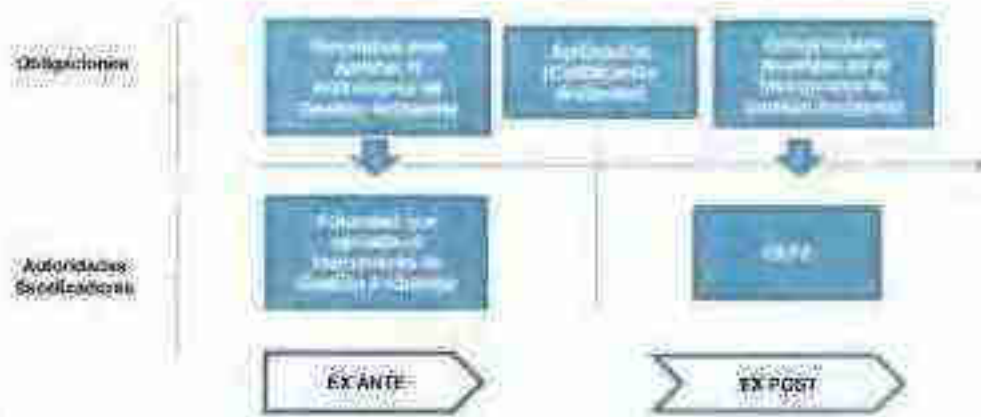
³⁰ Véase CONESA, Vicaría, "Guía Metodológica para la Evaluación del Impacto Ambiental", Editorial Muzil - Prensa, Madrid, 2009, p. 58.



ambientales (transversales o sectoriales)⁴¹, en los instrumentos de gestión ambiental y en los mandatos o disposiciones emitidas por la autoridad competente⁴². En ese orden, las obligaciones cuya fiscalización es *ex post* a la certificación ambiental, son las contenidas en los estudios ambientales exigibles al administrado una vez otorgada la certificación ambiental por la autoridad competente.

- 48. El OEFA es la autoridad competente para la supervisión, fiscalización y sanción en caso de incumplimiento de estos compromisos contenidos en los estudios ambientales aprobados, es decir, que aquellos cuenten con la respectiva certificación ambiental. El siguiente gráfico ilustra lo expuesto:

Gráfico N° 1: Autoridades y obligaciones fiscalizables



Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos



III.3.2. El Plan Ambiental Complementario (PAC)

- 49. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 4º del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM, el PAC es un instrumento de gestión ambiental para los titulares de las actividades de hidrocarburos que cuentan con un Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA). Conforme a lo dispuesto en el

⁴¹ Las normas ambientales son regulaciones referidas a la creación del ambiente y de los recursos naturales, y pueden clasificarse en normas transversales y normas sectoriales.

Las normas transversales son las que regulan la protección de la calidad ambiental y la conservación de los recursos naturales, así como el desarrollo de disposiciones específicas sobre los componentes que lo conforman. Las normas sectoriales son las que regulan en específico el desarrollo de una actividad sectorial sobre el ambiente, con la finalidad de prevenir posibles impactos ambientales. Adicionalmente, estas últimas regulan los aspectos ambientales de las actividades productivas y de servicios, señalando las reglas a las que dichas actividades se encuentran sujetas.

Los administrados o titulares de actividades (sean productivas o de servicios) están sujetos a obligaciones ambientales fiscalizables, que son obligaciones de hacer, obligaciones de no hacer u obligaciones de dar, de cuyo incumplimiento se pueden derivar consecuencias jurídicas de restricción de derechos.

⁴² Cabe indicar que respecto de los mandatos, que son ordenes emitidos por la autoridad administrativa ambiental dirigidos a una institución o persona institución ordenada por el administrado, el artículo 16-A de la Ley del SINEPA indica que el OEFA y las Entidades de Fiscalización Ambiental (EFA) tienen facultades para emitir mandatos o disposiciones de carácter particular (actos administrativos) los cuales constituyen disposiciones emitidas al administrado con el objetivo de que este realice determinadas acciones que tengan como finalidad garantizar la eficacia de la fiscalización.



Reglamento para la Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 046-93-EM, el PAC deberá ser aprobado solo cuando no se haya podido dar cumplimiento al PAMA,

50. Según lo establecido en el artículo 1º del Decreto Supremo N° 028-2003-EM²³ - Norma que crea el Plan Ambiental Complementario-, el PAC tiene por finalidad procurar el cumplimiento de los compromisos relacionados con la protección del ambiente, mediante la evaluación de los impactos ambientales en las áreas de operación que no fueron considerados inicialmente en los PAMA y/o que, de haberlo sido, fueron subdimensionados en los respectivos PAMA.
51. En ese orden de ideas, el objetivo del PAC es evaluar y establecer la obligación de remediar las áreas de operación no consideradas en el PAMA o, en caso de haber sido consideradas, no fueron evaluadas y remediadas. Así, el PAC podrá considerar la inclusión e identificación de nuevas áreas para remediar, hasta el momento de su aprobación por la autoridad competente.
52. Con respecto a la obligatoriedad, ejecución y fiscalización del PAC, el artículo 7²⁴ del Decreto Supremo N° 002-2006-EM que estableció las Disposiciones para la presentación del PAC por parte de las empresas que realicen actividades de hidrocarburos, indica que el plazo establecido para su ejecución es no mayor a cuatro (4) años contados a partir de la aprobación del PAC de cada empresa solicitante.
53. Bajo el marco normativo expuesto, corresponde analizar si Pluspetrol Norte infringió lo previsto en el PAC del Lote 1AB, al no haber realizado la identificación y remediación de la laguna Shanshococha.



III.3.3. La obligación de identificar y remediar la laguna Shanshococha conforme al PAC del Lote 1AB

54. La presente imputación debe analizarse teniendo en consideración la aplicación y la naturaleza del instrumento de gestión ambiental bajo análisis - el PAC del Lote 1AB - a fin de determinar si el mismo fue incumplido.

²³ Norma vigente al momento de la aprobación del PAC del Lote 1AB y posteriormente derogada por la Disposición Derogatoria Única del Decreto Supremo N° 002-2006-EM.

²⁴ Decreto Supremo N° 002-2006-EM que estableció las Disposiciones para la presentación del PAC por parte de las empresas que realicen actividades de hidrocarburos.

"Artículo 7.- Plazo de Ejecución

El plazo de ejecución del PAC, no será mayor a cuatro (4) años contados a partir de la aprobación del PAC de cada empresa solicitante.

El OSINERGIA supervisará y fiscalizará el cumplimiento del cronograma de ejecución de los proyectos propuestos en el PAC aprobado por la DGAAE, emitiendo Informes Parciales en los que se señale el nivel de cumplimiento de cada etapa del PAC propuesto por cada empresa. Dichos informes serán remitidos a la DGAAE dentro de los 30 días de emitidos para que se adopten las acciones que correspondan.

El OSINERGIA elaborará un Informe Final que contenga la evaluación integral del cumplimiento del PAC y del mismo modo lo remitirá a la DGAAE para que se adopten las medidas correspondientes, pudiendo esta emitir el Plan de Caso de Actividades por incumplimiento del PAC, de acuerdo a lo señalado en el artículo 10 del presente Decreto Supremo.

Las empresas podrán solicitar al OSINERGIA la realización de visitas de fiscalización antes de cumplir el plazo de cada etapa, con la finalidad de verificar el avance de cumplimiento de los compromisos antes de la terminación de la misma.

Sin perjuicio de la supervisión y fiscalización de las obligaciones señaladas en el PAC, el OSINERGIA continuará, en todo momento, supervisando y fiscalizando el cumplimiento de las demás obligaciones establecidas en la normatividad ambiental vigente, debiendo aplicar las sanciones correspondientes y disponer las medidas cautelares y correctivas que correspondan."



55. En la Resolución Subdirectoral N° 187-2013-OEFA-DFSA/SDI se indicó que Pluspetrol Norte habría incumplido su obligación de identificar y remediar la laguna Shanshococho del yacimiento Capahuari Sur, en los términos del PAC del Lote TAB, aprobado por Resolución Directoral N° 153-2005-MEM/AE.
56. El PAC del Lote TAB operado por la empresa Pluspetrol Norte fue aprobado por la Dirección de Asuntos Ambientales y Energéticos del Ministerio de Energía y Minas, mediante Resolución Directoral N° 153-2005-MEM/AE del 20 de abril de 2005³⁵. Dicho instrumento de gestión ambiental indica que su finalidad era la adecuación de la empresa a las normas ambientales vigentes³⁶.
57. Pluspetrol Norte estimó conveniente adecuarse a las exigencias de la normativa ambiental, comprometiéndose a establecer un Plan de Remedación de Suelos que tenía por objeto la identificación de las áreas impactadas para su remediación, conforme a lo siguiente³⁷:

III. EVALUACIÓN DEL PROYECTO

Cumplimiento del Proyecto

La empresa Pluspetrol Norte S.A. cumplió con sus compromisos del PAMA pendientes y los aspectos ambientales no considerados en el PAMA en el Lote TAB, mediante el PAC.

Descripción del área de influencia del proyecto

Ubicación

El Lote TAB se encuentra ubicado en las provincias de Alto Amazonas y Loreto del Departamento de Loreto, Región Loreto, en el centro de la Región Norte del Perú, cerca de la frontera con el Ecuador, comprendiendo un área total de 478,268 ha.

Los pozos se ubican en 9 áreas principales de producción localizadas en Capahuari Norte, Capahuari Sur (que incluye Tembo), Huayun Dorada, Ubarito, Shuyacu (que incluye a German), Forestal, San Jacinto, Barra y una estación recolectora "Gathering Station" en Andoa desde donde la producción ingresa al Oleoducto Nor Peruano.

Descripción del proyecto

La empresa con la finalidad de adecuarse a las normas vigentes, ha considerado presentar mediante el Plan Ambiental Complementario, lo siguiente:

(...)

Plan de Remedación de suelos, que tiene como objeto la remediación de áreas impactadas y que para su realización se deberá identificar las áreas impactadas, realizando actividades previas a la remediación, actividades de remediación, monitoreo, programa de ejecución y operación de pozos inyectores y disposición de agua de producción en el Lote TAB, manejo de suelos contaminados de suelos, provenientes de los actuales pozos de separación y control de erosión en actividades de excavación, corte y relleno de suelos.

(El subrayado es nuestro).

58. De la revisión del Anexo 10 del PAC del Lote TAB se aprecia que Pluspetrol Norte se obligó a remediar 75 zonas afectadas. Con tal fin, la empresa llevaría a cabo evaluaciones de campo y evaluaciones aéreas, en el marco del "Plan de Remedación de Suelos".
59. En efecto, Pluspetrol Norte contaba con un cronograma de actividades del PAC, que detallaba la remediación de las áreas previamente identificadas en el "Plan de Remedación de Suelos". Por ello, dicha empresa presentó 75 sitios con sus respectivas metodologías de remediación, plazos, cronogramas y límites objetivos para su aprobación por la Dirección General de Asuntos Ambientales y Energéticos del Ministerio de Energía y Minas.

³⁵ Esta resolución comprende el Informe N° 033-2005-MEM-AAE/GE.

³⁶ Foto 01 del Expediente.

³⁷ Informe N° 033-2005-MEM-AAE/GE. Foto 01 vuelta del Expediente.



80. De acuerdo con el artículo 7° del Decreto Supremo N° 002-2006-EM, el PAC puede incluir e identificar nuevas áreas a ser remediadas hasta el momento de su aprobación por la autoridad competente, en tanto que dicho documento está orientado a evaluar y establecer la obligación de remediar las áreas no consideradas en el PAMA.
81. En ese sentido, la identificación de las zonas a remediar era un presupuesto previo a la aprobación del cronograma y del PAC del Lote 1AB.
82. Resulta pertinente recordar que la fiscalización *ex post* de los instrumentos de gestión ambiental es realizada por el OEFA.
83. Por su parte, la fiscalización de los requisitos *ex ante* a la certificación ambiental se encuentra a cargo de la Dirección de Asuntos Ambientales y Energéticos del Ministerio de Energía y Minas, al ser el órgano competente para aprobar los instrumentos de gestión ambiental en el subsector hidrocarburos. Este órgano tiene la obligación de verificar la autenticidad de las declaraciones, documentos y diversa información proporcionados –previamente– para la aprobación del PAC.
84. En el caso en concreto, el artículo 3° del Decreto Supremo N° 028-2003-EM, norma que crea el PAC, estableció que el mencionado instrumento debía incluir para su aprobación, entre otros, los siguientes requisitos: (i) la **relación de compromisos asumidos** en procura de la protección ambiental; y, (ii) un **cronograma con cada una de las actividades a realizar**.
85. Las actividades de evaluación y análisis de los tipos de remediación a utilizarse en las áreas debían estar identificadas previamente a la aprobación del cronograma y, en consecuencia, las áreas a identificar para su evaluación y remediación debían estar fijadas al momento de la aprobación del PAC. En suma, el PAC debía comprender necesariamente tanto las áreas identificadas como el cronograma para su remediación.
86. Por lo expuesto, se concluye que la fiscalización de la información sobre la identificación de las zonas a evaluar y remediar contenidas en el PAC del Lote 1AB, en cuanto a su exactitud, veracidad, entre otros aspectos dentro del procedimiento de evaluación previa para la aprobación del PAC, corresponde al Ministerio de Energía y Minas, al ser el órgano competente para tales fines.
87. En consecuencia, en el presente caso no existe una obligación continua de identificar sitios impactados en el PAC, que sea de cargo de Pluspetrol Norte y fiscalizable por el OEFA. Adicionalmente, a partir de los medios probatorios actuados en el expediente, se evidencia que a la fecha de la identificación de las zonas a evaluar y remediar que debían estar contenidas en el PAC, la laguna Shanshococho no se encontraba impactada, tal como será analizado en el siguiente acápite.
- III.3.4 Alegaciones de Pluspetrol Norte: La supuesta falta de conocimiento sobre la existencia de la laguna Shanshococho
88. Pluspetrol Norte alega su inocencia, sugiriendo en sus descargos que no tenía conocimiento de la existencia de la laguna Shanshococho dentro de los límites del Lote 1AB.





69. Esta Dirección evaluará, en función de la evidencia obrante en el expediente, la verosimilitud de las afirmaciones vertidas por la empresa imputada en contraposición con la imputación de infracciones formulada.
70. Tal como ha sido mencionado, bajo la regulación vigente, Pluspetrol Norte contaba con la obligación de identificar todos los elementos ambientales que necesitaban ser remediados, que no fueron incluidos en el PAMA, o que fueron subdimensionados en dicho documento del año 1996, a fin de incluirlos en el cronograma de remediación del PAC del Lote 1AB.
71. Conforme se ha expuesto en el acápite precedente, entre los años 2003 y 2004, la empresa efectuó una serie de evaluaciones tendientes a identificar las zonas afectadas en el Lote 1AB, con el objetivo de incluirlos en el cronograma de remediación del respectivo PAC. Producto de dicha evaluación la empresa identificó nada menos que setenta y cinco (75) lugares afectados, incluyéndolos en sus planes de remediación ambiental.
72. No obstante, Pluspetrol Norte no ha explicado cómo le fue posible identificar tantas zonas afectadas, incluso algunas más pequeñas que Shanshococho, pero no le fue posible percatarse de la existencia de dicha laguna. Ello, más aun, cuando la propia empresa alega que ha realizado un trabajo diligente de reconocimiento del área.
73. En ese sentido, esta Dirección asume válidamente que Pluspetrol Norte elaboró el PAC del Lote 1AB en estricto cumplimiento de la normativa vigente. Esto implica que, de haber identificado la laguna Shanshococho como zona afectada cuando realizó los mencionados trabajos de evaluación (finales de 2003 e inicios de 2004), sea porque la afectación fue responsabilidad de Occidental o de ella misma, Pluspetrol Norte la hubiera incluido en la lista de elementos ambientales a remediar bajo el PAC del Lote 1AB. Visto de otra forma, esta Dirección concluye que Pluspetrol Norte, de haber conocido de la contaminación de Shanshococho en el año 2004, no la hubiera omitido del correspondiente cronograma de remediación.
74. Las declaraciones de la propia empresa imputada aportan certeza a esta hipótesis. Efectivamente, mediante escrito de descargos de fecha 14 de diciembre de 2012, la empresa imputada afirmó, respecto del PAC del Lote 1AB, que "(...) queda claro que los sitios impactados fueron previamente identificados, como resultado de una ardua tarea de aerofotografías, visitas de campo y análisis de riesgo, desarrollados por un equipo calificado de profesionales en los años previos a la elaboración y presentación del PAC (2003 y 2004)." (El subrayado es nuestro)⁴⁸.
75. Así pues, tomando en consideración que (i) la empresa desplegó importantes y sofisticados mecanismos de evaluación, terrestres y aéreos, para identificar zonas afectadas a ser incluidas en el PAC del Lote 1AB; (ii) la laguna se encontraba a tan solo 200 metros de sus instalaciones; y, (iii) la laguna contaba con grandes dimensiones, abarcando un área aproximada de dos mil ochocientos cincuenta y seis y 52/100 metros cuadrados (2 856,52 m²); la única explicación posible al hecho que Pluspetrol Norte no haya incluido a la laguna Shanshococho en el PAC del Lote 1AB aprobado en el año 2005, es que la

⁴⁸ La empresa ha declarado que con el propósito de elaborar el referido PAC del Lote 1AB, realizó una serie de evaluaciones en las zonas afectadas: evaluaciones de campo (del 27 de octubre al 15 de diciembre de 2003) y evaluaciones aéreas los días 24 y 29 de noviembre de 2003, 8 de diciembre de 2003 y 7 de abril de 2004. No obstante, la laguna Shanshococho no fue identificada como elemento ambiental amenazador de remediación.



laguna sí fue identificada, pero que se encontraba libre de contaminación, razón por la cual no fue necesario incluirla en el cronograma de remediación.

76. En efecto, existen elementos de juicio razonables para concluir que la laguna objeto del presente procedimiento sancionador había sido identificada través de los trabajos de evaluación llevados a cabo en los años 2003 y 2004, o previamente, pero que no merecía trabajos de remediación ambiental, por lo que no fue incluida en la lista de sitios a ser remediados bajo el PAC del Lote 1AB.
77. No obstante, en el año 2012 la laguna Shanshoccha sí presentaba altos niveles de contaminación por la presencia de hidrocarburos, tal como se ha corroborado en las distintas diligencias de supervisión efectuadas al Lote 1AB, y que obran en el expediente administrativo.
78. En ese orden de ideas, tomando en cuenta que, como se coligió anteriormente, entre los años 2003 y 2004 la laguna estaba libre de contaminación, y dado que en el año 2012 los pobladores de las comunidades cercanas denunciaron la afectación de Shanshoccha, resulta factible presumir que tal contaminación ocurrió en algún momento alrededor del año 2012, es decir, bajo las actividades de Pluspetrol Norte como licenciataria para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Lote 1AB. Esta conclusión será materia de un mayor desarrollo en el acápite correspondiente al análisis de la responsabilidad administrativa por la afectación ambiental de la laguna Shanshoccha.
79. En consecuencia, dado que no se ha verificado la existencia de una obligación continua de identificación de sitios impactados posterior a la aprobación del PAC cuya fiscalización esté a cargo del OEFA y que ha quedado acreditado que la laguna no se encontraba impactada al momento de elaborar el PAC, corresponde archivar este extremo del procedimiento.



III.4 Segunda cuestión en discusión: La obligación de remediar la laguna Shanshoccha según el PAC del Lote 1AB

80. Considerando que la fiscalización de la exactitud y veracidad de la información concerniente al cronograma y la identificación de las zonas a evaluar y remediar contenidas en el PAC del Lote 1AB, que debió ser ejecutada dentro del procedimiento de evaluación previa, es función del Ministerio de Energía y Minas, corresponde archivar este extremo del presente procedimiento administrativo sancionador.

III.5 Tercera cuestión en discusión: La afectación a la laguna Shanshoccha y su entorno, infringiendo el artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos

81. De acuerdo al artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos¹⁹, las empresas de hidrocarburos son

¹⁹ Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 013-2005-EM

"Artículo 3°.- Los Titulares a que hace mención el artículo 2° son responsables por las emisiones atmosféricas, las descargas de efluentes líquidos, las disposiciones de residuos sólidos y las emisiones de ruido, desde las instalaciones o unidades que construyan o operen directamente o a través de terceros, en particular de aquellas que excedan los Límites Máximos Permisibles (LMP) vigentes y cualquier otra regulación adicional dispuesta por la autoridad competente sobre dichas emisiones, descargas o disposiciones. Son asimismo responsables por los impactos ambientales que se produzcan como resultado de las emisiones atmosféricas, descargas de efluentes líquidos, disposiciones de residuos sólidos y emisiones de ruidos no regulados y/o de los procesos efectuados en sus instalaciones por sus actividades. Asimismo, son



responsables por los impactos ambientales provocados por el desarrollo de sus actividades de hidrocarburos, sea este por acción u omisión, al tratarse de impactos que pueden generar degradación progresiva en los ecosistemas.

82. En efecto, en el artículo 3° antes señalado se consagra un régimen de responsabilidad aplicable a los titulares de actividades de hidrocarburos que hubieran causado impactos negativos al ambiente (degradación ambiental)⁴⁰. Dichos titulares son responsables por: (i) la degradación inmediata del ambiente; y, (ii) la degradación progresiva del ambiente, generada por la persistencia del impacto.
83. En el presente caso, se determinará si Pluspetrol Norte es responsable por haber afectado la laguna Shanshococha y su entorno, infringiendo con ello el mencionado artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, conducta sancionable de acuerdo a lo establecido en el numeral 3.3 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias.⁴¹

III.5.1. Los hechos materia de la presente imputación



84. Como se indicó anteriormente, del 25 al 29 de junio de 2012 se realizó la primera visita de supervisión a las instalaciones del yacimiento Capahuari Sur ubicadas en el Lote 1AB, donde se verificó que la laguna Shanshococha estaba impactada con hidrocarburo y que Pluspetrol Norte había iniciado trabajos de remediación sin contar con un instrumento de gestión ambiental.
85. Asimismo, del 11 al 16 julio de 2012, la Dirección de Supervisión realizó una segunda visita (supervisión especial) donde se constató -además de la afectación con hidrocarburo- lo siguiente: (i) la cercanía de la laguna Shanshococha a la Plataforma CapSur 1B (200 metros), (ii) la profundidad de la laguna (3 metros), (iii) la no identificación de la laguna en el Lote 1AB para su

responsables por los impactos Ambientales provocados por el desarrollo de sus Actividades de Hidrocarburos y por los gastos que demandó al Plan de Abandono.”

⁴⁰ De acuerdo a la Sentencia del Tribunal Constitucional del 19 de febrero de 2009, recaída en el Expediente N° 00348-2007, y al artículo VI y numeral 75.1 del artículo 75° de la Ley General del Ambiente, la protección del medio ambiente puede ser una actividad desde la emisión de medidas reactivas que hagan frente a los daños que ya se han producido (medidas de mitigación, restauración y de compensación), como también por medidas que hagan frente a riesgos conocidos antes de que se produzcan (medidas de prevención).

Asimismo, conforme al Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos, la protección ambiental configura el conjunto de acciones de orden técnico, legal, económico y social que tiene por objeto proteger el ambiente de los efectos que pudiere provocar la realización de actividades de hidrocarburos en las zonas donde estas se realizan y sus áreas de influencia, evitando su degradación progresiva o violenta a niveles perjudiciales que afectan los ecosistemas, la salud y el bienestar humano.

⁴¹ Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos, incluida en la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y modificatorias.

Numeral	Tipificación de la infracción	Sanción	Otras
35	Barridos, erusiones, chapucias y cualquier otra alteración y/o daño al medio ambiente.	Finca 10.000 UIT.	Cierre de Establecimiento, Cierre de Instalaciones, Interdicción Temporal de Vehículos, Retiro de Instalaciones y/o Emipas, Suspensión Temporal de Actividades, Suspensión Definitiva de Actividades, Confiscación de Bienes.

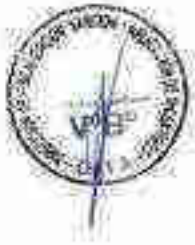


remediación, y (iv) la ejecución de trabajos de drenaje y remediación por parte de Pluspetrol Norte mediante el método Landfarming.

86. A mayor detalle, se presentan fotografías que ilustran la afectación de la laguna Shanshococho⁴⁷.



Fotografía N° 3 del informe N° 610-2012-OEFA/DS: Se observa la cocha contaminada con crudo.



Fotografía N° 3 del informe N° 610-2012-OEFA/DS: Se observa la cocha contaminada con crudo; asimismo, que la empresa venía realizando trabajos de remoción de tierra y desmonte.

⁴⁷ Debe precisarse que las fotografías que a continuación se presentan han sido realizadas antes de las acciones de intervención a través del drenaje y remoción de suelos por parte de Pluspetrol Norte en la laguna Shanshococho.



Fotografía del monitoreo ambiental realizado por la Federación Indígena Ganchui del Pastaza - FEDIQUEP a Shanshococha, mayo 2012.⁴³



Fotografía del monitoreo ambiental realizada por la Federación Indígena Ganchui del Pastaza - FEDIQUEP a Shanshococha, mayo 2010.⁴⁴

- 37. Conforme se aprecia, la laguna Shanshococha estaba afectada con presencia de hidrocarburos y presentaba una alta degradación ambiental, tanto sobre ella como sobre su entorno.

⁴³ Fotografía enviada por la Congresista Verónica Mendoza.

⁴⁴ *Ibidem*.



III.5.2 Determinación de la relación de causalidad entre la afectación de la laguna Shanshococho y Pluspetrol Norte

- 88. En el presente caso, está probado que la Laguna Shanshocochoa fue impactada por hidrocarburos, situación que vulneró el ecosistema que rodea dicho elemento ambiental, flora, fauna, entornos paisajístico, entre otros.
- 89. En ese sentido, el presente procedimiento administrativo sancionador está dirigido a determinar la responsabilidad ambiental por la afectación de la laguna Shanshocochoa y el tiempo en el que ocurrió la afectación, imponiendo— de ser el caso— sanciones administrativas.
- 90. Una de las hipótesis planteadas en la imputación de cargos es que Pluspetrol Norte es responsable de la afectación ambiental que sufrió la laguna Shanshocochoa, infringiendo el artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 016-2006-EM, por lo que merecería ser sancionada.
- 91. Pluspetrol Norte alega que no resulta responsable de la presente imputación, sugiriendo en sus descargos que:
 - (i) No tenía conocimiento de la existencia de la laguna Shanshocochoa dentro de los límites del Lote 1AB;
 - (ii) La anterior licenciataria del lote 1AB – Occidental – pudo ser la causante de la afectación de la laguna Shanshocochoa⁴⁵.
- 92. En ese orden de ideas, se evaluará, en función de la evidencia obrante en el expediente, la verosimilitud de las afirmaciones vertidas por la empresa imputada en contraposición con la imputación de infracciones formulada.
- 93. Un primer aspecto a tener en cuenta es lo declarado por Pluspetrol Norte respecto a que las condiciones geográficas de la selva amazónica dificultaron la identificación de la laguna Shanshocochoa⁴⁶. En otras palabras, la empresa propone que las condiciones geográficas en el Lote 1AB habrían determinado que la laguna haya permanecido escondida para ella por doce (12) años (desde que Pluspetrol Norte inició sus operaciones en el año 2001). No obstante, la imputada no ha presentado ningún medio probatorio a través del cual acredite objetivamente lo señalado.
- 94. En efecto, la empresa pudo presentar planos, mapas, vistas aéreas, entre otros medios probatorios, mediante los cuales acredite que era imposible conocer la existencia de la laguna Shanshocochoa. La sola declaración de Pluspetrol Norte



⁴⁵ Escrito de descargos PPN-LEG-2012-141, de fecha 14 de diciembre de 2012:
 (...)
 2. No se ha demostrado el nexo de causalidad entre nuestra empresa y la afectación de Shanshocochoa (...)
 No obstante, ni ningún elemento de la Resolución se ha demostrado que la afectación al área denominada Shanshocochoa haya sido generada por nuestras actividades. En efecto, el hecho de que esta se encuentre cercana al pozo de la plataforma Capser 18, no demuestra que Shanshocochoa sea producto de algún derrame o accidente generado entre el año 2001 y la actualidad, ya que nuestra empresa opera el Lote (...).
⁴⁶ Mediante escrito de descargos de fecha 12 de abril de 2013, la imputada ha señalado que la suposición planteada en el Informe Técnico Acusatorio N° 24-2013-OEFA/OS, de que la laguna Shanshocochoa pudo ser identificada por la empresa debido a su cercanía a la Plataforma Capser 18 (en virtud de los trabajos de identificación efectuados de octubre a diciembre de 2002 y en abril de 2004), no es congruente con las condiciones de la selva amazónica, donde la maleza y vegetación suelen ocupar rápidamente los espacios no utilizados.



no es suficiente para tener por cierto su argumento de que la geografía amazónica le impidió avizorar la laguna en cuestión.

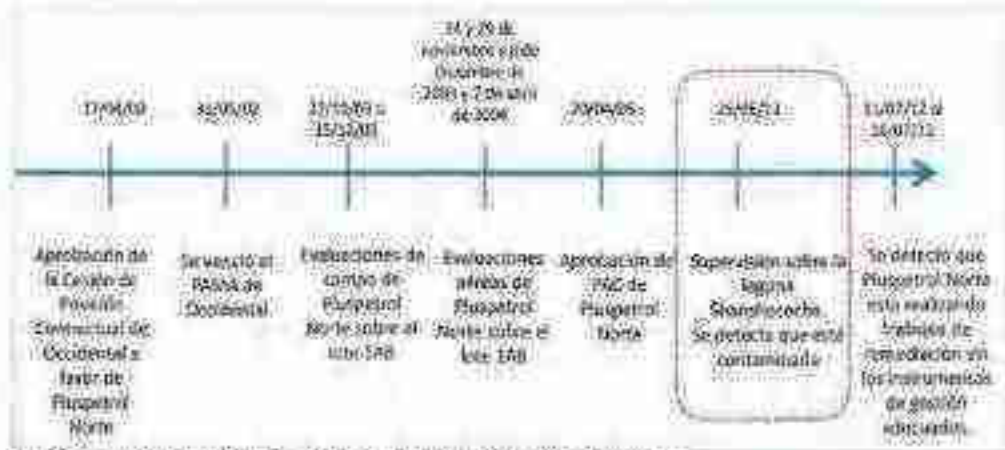
95. En la misma línea de lo expuesto previamente en la presente resolución es preciso recordar, conforme a las diligencias de supervisión descritas anteriormente, que la laguna Shanshocochoa estaba ubicada a una distancia aproximada de 200 metros del Pozo 20 de la Plataforma Capahuari Sur 18 (Área de Operaciones "D"), operada por Pluspetrol Norte. Además, esta laguna poseía una extensión aproximada de dos mil ochocientos cincuenta y seis y 52/100 metros cuadrados (2 856,52 m²) – esto puede ser observado en el Gráfico N° 1.
96. Adicionalmente, mediante Carta PPN-OPE-12-0103, recibida por el OEFA el 19 de diciembre de 2012, Pluspetrol Norte remitió el plano topográfico del Lote 1AB, de fecha 1 de junio de 2008, en el que se identifica el área denominada "pantano". Al respecto, tal pantano es una extensión de la laguna Shanshocochoa o, en términos del Informe Técnico Acusatorio N° 024-2013-OEFA/DS, es parte de la misma.
97. En ese orden, es válido inferir que si Pluspetrol Norte conocía de la existencia del referido pantano, también tuvo que tener conocimiento de la laguna al cual éste estaba "conectado", es decir, la laguna Shanshocochoa.
98. Así, de acuerdo a la distancia existente entre la laguna y las instalaciones de Pluspetrol Norte, y las dimensiones de la laguna en cuestión, es inverosímil que la empresa no haya conocido de la existencia de la laguna Shanshocochoa desde el año 2001 en que empezó sus operaciones; si es que no antes. En consecuencia, el argumento de Pluspetrol Norte, de no haber tenido conocimiento de la existencia de la laguna Shanshocochoa dentro de los límites geográficos del Lote 1AB, pierde fuerza.
99. Por otro lado, conforme con lo analizado precedentemente, se colige que Pluspetrol Norte fue diligente al momento de identificar la zonas que debían ser incluidas en el PAC⁴⁶, es más, dada las dimensiones de la laguna Shanshocochoa y su cercanía con las instalaciones petroleras, no resulta verosímil que a la fecha de aprobación del PAC, Pluspetrol Norte no la haya identificado como zona impactada. En virtud a ello, se deduce que la laguna Shanshocochoa no se encontraba afectada por hidrocarburos en esa época, sino hasta un periodo cercano al 2012 (en el cual constan las denuncias de las poblaciones nativas de la zona).
100. Para mejor entendimiento, en el siguiente cuadro se muestran los hechos que a la fecha se encuentran probados, los cuales llevan a concluir que la única explicación posible en el presente caso es que la laguna Shanshocochoa fue contaminada alrededor del año 2012.



⁴⁶ Asimismo, conforme al precepto de Presunción de Culpas, recogido en el artículo 3º del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 012-2012-OEFA/CD, y en el numeral 5 del artículo 230º de la Ley del Procedimiento Administrativo General, mientras no se cuente con evidencia en contrario, esta autoridad administrativa debe presionar que los administrados responsabilicen a sus deudores.



Gráfico N.º 2: Línea de tiempo de las operaciones de Pluspetrol Norte y afectación a la laguna Shanshoocha.



Elaboración: Dirección de Focalización, Gestión y Aplicación de Incentivos

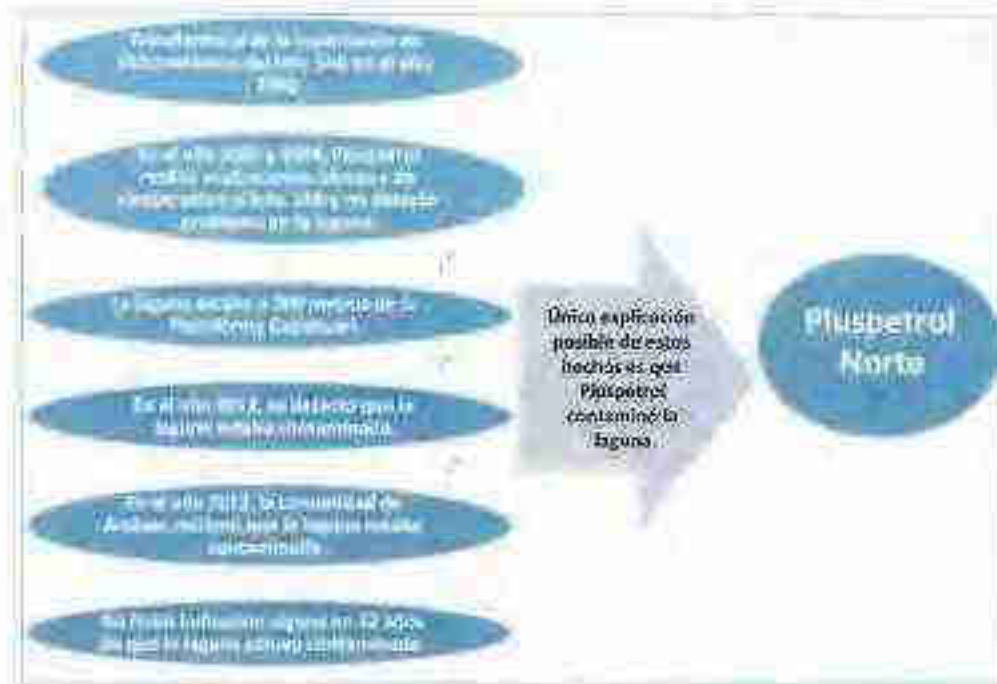
101. En el gráfico anterior se puede apreciar que en abril de 2000 ocurrió la cesión de posición contractual entre Occidental y Pluspetrol Norte, para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Lote 1AB. A la fecha de la cesión, no existía información alguna que la laguna haya estado contaminada. De acuerdo a la información que obra en el expediente, ni las empresas (Occidental y Pluspetrol Norte) ni las comunidades cercanas informaron de contaminación alguna en esa zona⁴².
102. Luego, a finales del año 2003 y la primera parte del año 2004, Pluspetrol Norte realizó una serie de evaluaciones de campo y aéreas para elaborar el PAC del Lote 1AB. Pluspetrol Norte no identificó a Shanshoocha como área afectada a ser incluida en el cronograma de remediación.
103. Es recién en el año 2012 que el OEFA toma conocimiento de la afectación a la laguna Shanshoocha; ello en virtud de las denuncias efectuadas por las comunidades nativas de la cuenca de los ríos Pastaza, Corrientes, Tigre y Marañón. Si los reclamos que llevaron a conocer de la afectación de la laguna fueron en el 2012, se puede inferir validamente que la contaminación se produjo alrededor de ese periodo de tiempo.
104. De lo contrario, si la laguna hubiese estado contaminada desde el año 2000 (antes que Pluspetrol Norte iniciara sus operaciones en el Lote 1AB) ¿cuál sería la explicación de que no se haya denunciado la ocurrencia de ese hecho en doce (12) años? ¿Por qué en doce (12) años las comunidades no habrían comunicado a la autoridad o a Pluspetrol Norte de la contaminación en Shanshoocha?
105. Inclusive, de acuerdo a la propia declaración de Pluspetrol Norte, es la Comunidad Nativa Nuevo Andoas la que presionó para remediar la situación de la laguna Shanshoocha. Si esto es así ¿por qué la comunidad habría esperado doce (12) años para solicitar a Pluspetrol Norte remediar la situación en la laguna?

⁴² Es lógico inferir que áreas de adquirir el Lote 1AB, Pluspetrol Norte habría evaluado el área a adquirir, dado que la rentabilidad de esta operación dependería tanto de los costos como de los pasivos que se le estaban transfiriendo.



106. La única explicación de que las comunidades nativas hayan comunicado a la autoridad de la contaminación de la laguna en el año 2012 es porque esta fue contaminada por esa fecha. Esta explicación resulta, además, coherente con el análisis realizado hasta ahora.
107. En el Gráfico N° 3 se muestran los hechos que se encuentran probados, los cuales llevan a concluir que la única explicación posible es que la contaminación de la laguna Shanshocochoa se produjo alrededor del año 2012 y que Pluspetrol Norte es la responsable.

Gráfico N° 3: Elementos que demuestran la relación de causalidad



Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos

108. Por lo expuesto, las evidencias obrantes en el expediente aportan clara certeza sobre la veracidad de la hipótesis que la laguna Shanshocochoa fue afectada alrededor del año 2012. Ello importa la responsabilidad administrativa ambiental de Pluspetrol Norte, como única empresa operadora en el Lote 1AB en tal periodo de tiempo.
109. En efecto, al no haberse desvirtuado la hipótesis de la acusación, corresponde tenerla como la mejor explicación de los hechos probados del presente caso, en función a la evidencia obrante en el expediente.
110. Teniendo en consideración los alcances del principio de prevención en materia ambiental y conforme al artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, Pluspetrol Norte, en su calidad de titular de las actividades de hidrocarburos, debió ejecutar las medidas de prevención y/o mitigación necesarias para evitar, atenuar o minimizar la afectación generada en la Laguna Shanshocochoa.



111. Sin embargo, de lo actuado en el expediente, ha quedado acreditado que Pluspetrol Norte no realizó acciones para prevenir la afectación a la laguna Shanshoocha, pese a que sus instalaciones se encontraban a un nivel superior respecto a la ubicación de la laguna Shanshoocha, y a que entre estas mediaba una distancia de apenas 200 metros, lo que favorecía la migración acumulativa de hidrocarburos de sus instalaciones a dicho ecosistema.
112. Por todo lo expuesto, se concluye que Pluspetrol Norte no incluyó a la laguna Shanshoocha en el cronograma de remediación contenido en el PAC del Lote 1AB porque esta se encontraba en condiciones ambientales adecuadas. En ese sentido, dado que en el año 2012 la laguna sí presentaba signos de afectación ambiental evidentes, y dado que en esa fecha, y en la actualidad, Pluspetrol Norte es la única empresa operadora en el Lote 1AB, se colige la responsabilidad de dicha empresa respecto de la mencionada afectación ambiental, en aplicación del Principio de Causalidad regulado en el numeral 8 del artículo 230^a de la LPAG¹⁸.
113. En suma, se concluye que Pluspetrol afectó con hidrocarburos la laguna Shanshoocha y su entorno, infringiendo el artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos lo cual es sancionable de acuerdo con el numeral 3.3 de la Resolución N° 028-2003-OS/CD.

III.5.3 Calificación de reincidente de Pluspetrol Norte por incurrir en el tipo infractor previsto en el numeral 3.3 de la Resolución N° 028-2003-OS/CD

114. Mediante Resolución de Consejo Directivo N° 016-2012-OEFA/CD se creó el Registro de Infractores Ambientales del OEFA, el cual contiene la información de los infractores ambientales reincidentes, declarados como tales por la Dirección de Fiscalización.
115. Por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 020-2013-OEFA/PCD se aprobaron los "Lineamientos que establecen los criterios para calificar como reincidentes a los infractores ambientales en los sectores económicos bajo el ámbito de competencia del OEFA". Esta norma establece que la reincidencia implica la comisión de una nueva infracción cuando el autor haya sido sancionado anteriormente por una infracción del mismo tipo, siendo necesario que dicha sanción se encuentre consentida o que haya agotado la vía administrativa¹⁹.



¹⁸ Ley 27444 - Ley del Procedimiento Administrativo General
"Artículo 230^a- Principios de la potestad sancionadora administrativa. La potestad sancionadora de todas las entidades está regida, adicionalmente por los siguientes principios esenciales:
(...)
8. Causalidad.- La responsabilidad debe recaer en quien realiza la conducta omisiva o activa constitutiva de infracción sancionable."

¹⁹ Lineamientos que establecen criterios para calificar como reincidentes a los infractores ambientales bajo el ámbito de competencia del OEFA, aprobado mediante Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 020-2013-OEFA/PCD
"III. Características
6. La reincidencia implica la comisión de una nueva infracción cuando ya ha sido sancionado por una infracción anterior. La reincidencia es considerada como un factor agravante de la sanción en la Ley N° 27444- Ley de Procedimiento Administrativo General y en el Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, conforme fue indicado anteriormente.
(...)
IV. Definición de reincidencia
8. La reincidencia se configura cuando se comete una nueva infracción cuyo supuesto de hecho del tipo infractor es el mismo que el de la infracción anterior.
(...)
V. Elementos
V.1. Resolución consentida o que agota la vía administrativa."



116. Mediante Resolución Directoral N° 203-2013-OEFA/DFSA del 17 de mayo de 2013, Pluspetrol Norte fue sancionada por la afectación al medio ambiente debido al derrame de hidrocarburos ocurrido el 27 de diciembre de 2009, conducta cuya sanción se encuentra prevista en el numeral 3.3. de la Resolución N° 028-2003-OS/CD¹⁴.
117. La mencionada sanción fue consentida por Pluspetrol Norte, por lo cual se constituye en un antecedente válido de comisión del mismo tipo infractor para la determinación de la reincidencia de dicha empresa.
118. Por lo tanto, corresponde declarar la calidad de reincidente de Pluspetrol Norte respecto del incumplimiento del artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, cuya sanción se encuentra tipificada en el numeral 3.3. de la Resolución N° 028-2003-OS/CD. Asimismo, se dispone la inscripción de Pluspetrol Norte en el Registro de Infractores Ambientales.

III.6 Cuarta cuestión en discusión: La obligación de Pluspetrol Norte de contar con un instrumento de gestión ambiental aprobado para intervenir la laguna Shanshococho y sus áreas aledañas.

III.6.1 Alcances de la tipificación establecida en el Numeral 3.4.1 de la Resolución N° 028-2003-OS/CD



119. Pluspetrol Norte manifiesta que se ha vulnerado el Principio de Toxicidad recogido en el numeral 4 del artículo 230° de la LPAG, debido a que se le ha imputado la infracción tipificada en el Numeral 3.4.1 de la Resolución N° 028-2003-OS/CD *Inicio de operaciones y/o realización de trabajos de emplazamiento sin Estudio Ambiental y/o Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados*, pese a que el concepto "operación" es aplicable sólo al inicio y ampliación de las actividades de exploración, explotación y almacenamiento, y no para las acciones de drenaje y remoción de suelos imputadas en el presente caso. Agrega que el OEFA no puede considerar a dichas labores de remediación como operaciones vinculadas al desarrollo de las actividades productivas de la empresa.
120. Sobre el particular, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2004-EM, el término "operaciones" se define como *"toda actividad de Exploración y/o Explotación, de ser el caso, así como aquellas relacionadas con el Sistema de Transporte y Almacenamiento y el Ducto Principal y otras actividades materia del Contrato relacionadas con la operación y ejecución de las mismas"*.

¹⁴ Para que se configure la reincidencia en la comisión de infracciones administrativas resulta necesario que el antecedente infractor provenga de una resolución condenatoria o que agote la vía administrativa, es decir, firme en la vía administrativa. Solo una resolución con dichas características resulta vinculante. (...)

¹⁵ En la Matriz de Comentarios de los Lineamientos que establecen criterios para calificar como reincidentes a los infractores ambientales bajo el ámbito de competencia del OEFA, respecto del término "tipo infractor", se indicó lo siguiente: "Si bien algunos tipos infractores pueden contener dentro de sus conductas infractoras, ello no es razón para restringir los alcances de la reincidencia para cada conducta particular, pues aquellas conductas que pertenecen a un mismo tipo infractor se encuentran intrínsecamente relacionadas, si comparan los mismos fundamentos y racionalidad normativa."



121. Asimismo, el Diccionario de la Real Academia de la Lengua Española define "operación" como "la acción de ejecutar algo"⁴². En el presente caso, "operación" está vinculada a la ejecución de acciones de drenaje y remoción de suelos.
122. Además, en tanto las operaciones de hidrocarburos son actividades de alto riesgo, dicha actividad también implica intrínsecamente las acciones de prevención, mitigación, remediación y/o compensación que ellas conllevan.
123. Por su parte, el artículo 4° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, define las actividades de hidrocarburos como "las operaciones relacionadas con la Exploración, Explotación, Refinación, Procesamiento, Almacenamiento, Transporte, Comercialización y Distribución de Hidrocarburos"⁴³, por lo que se entiende que el término "operación" abarca un concepto más amplio que la sola exploración, explotación o almacenamiento de hidrocarburos.
124. En consecuencia, la tipificación contenida en el Numeral 3.4.1 de la Resolución N° 028-2003-OS/CD no se restringe al inicio y/o la ampliación de las actividades de exploración, explotación o almacenamiento de hidrocarburos sino que abarca una concepto amplio de acciones o actividades realizadas por el titular.
125. Bajo dicho marco se imputó a Pluspetrol Norte que habría intervenido la laguna Shanshococho y sus áreas aledañas, mediante la ejecución de acciones de drenaje y remoción de suelos sin contar con un instrumento de gestión ambiental, conducta que configurarían una infracción al Numeral 3.4.1. de la Resolución N° 028-2003-OS/CD.
126. En ese orden de ideas, dado que la definición de operación considera toda ejecución de actividades de las empresas hidrocarburíferas, incluidas la remoción de suelos y el drenaje, no existe una vulneración al Principio de Tipicidad al momento de imputar los cargos a Pluspetrol Norte.
127. Por lo expuesto, corresponde analizar los hechos y medios probatorios actuados en el expediente para determinar si Pluspetrol Norte debía contar con la previa aprobación de un instrumento de gestión ambiental, a fin de realizar las acciones de drenaje y remoción de los suelos en la laguna Shanshococho.



III.6.2 El método Landfarming y los instrumentos de gestión ambiental correctivos

128. Antes de determinar la obligación de Pluspetrol Norte de contar con un instrumento de gestión ambiental, esta Dirección considera necesario formular algunos alcances sobre el "método Landfarming", en la medida que la empresa lo empleó para la ejecución de las acciones de drenaje y remoción de los suelos en la laguna Shanshococho.

⁴² Según el Diccionario de la Real Academia de la Lengua Española, "operación" significa:

1. Acción y efecto de operar.

2. Ejecución de algo.

Consulta: 24 de noviembre de 2013. <http://lema.rae.es/drae/>

⁴³ Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto

Supremo N° 015-2006-EM

"Artículo 4.- Definiciones

(...)

Para los fines del presente Reglamento se considerarán las definiciones y siglas siguientes:

Actividades de Hidrocarburos.- Son las operaciones relacionadas con la Exploración, Explotación, Refinación, Procesamiento, Almacenamiento, Transporte, Comercialización y Distribución de Hidrocarburos.

(...)

III.6.3 Drenaje y remoción de suelos verificadas en la supervisión

136. Tal como se ha indicado precedentemente, se realizaron tres visitas de supervisión conforme a lo siguiente:

- (i) En la primera supervisión se verificó que la laguna Shanshococha estaba impactada con hidrocarburo y que Pluspetrol Norte había iniciado trabajos de remediación, sin contar con un instrumento de gestión ambiental.
- (ii) En la segunda supervisión se constató –además de la afectación con hidrocarburo- la cercanía de la laguna Shanshococha a la Plataforma CapSur 18 (200 metros), la profundidad de la laguna (3 metros), la no identificación de la laguna en el Lote 1AB para su remediación y la ejecución de trabajos de drenaje y remediación por parte de Pluspetrol Norte mediante el método Landfarming; y,
- (iii) En la tercera supervisión se verificó que Pluspetrol Norte intervino la laguna Shanshococha mediante el método Landfarming con equipo de maquinaria pesada.

137. Dichas afirmaciones se acreditan con las fotografías que obran en el expediente, detalladas en el Anexo 3 de la presente resolución. A continuación, se presenta una de las fotografías tomadas en la tercera supervisión relativa a la intervención de la laguna mediante el drenaje y remoción de suelos:



Fotografía N° 2 del Informe de Supervisión N° 062-2012-DEFA/D5. Vista de los trabajos de rehabilitación de la laguna Shanshococha, ubicada en Capahueri Sur, mediante el método Landfarming (Coordenadas UTM – Sistema WGS 84: 030491E, 9892202).

138. Ahora bien, Pluspetrol Norte ha reconocido que realizó actividades de remediación en la laguna Shanshococha, indicando que actuó voluntariamente y no en base a una obligación reconocida en algún instrumento de gestión ambiental.

139. En virtud de lo actuado en el expediente, ha quedado acreditado que Pluspetrol Norte intervino la laguna Shanshococha mediante acciones de remediación



empleando el método Landfarming, sin contar con un instrumento de gestión ambiental. Dicho instrumento de gestión ambiental debió contar con un plan para la remediación de la laguna afectada, de tal forma que se restaurasen, en la medida de lo posible, las características de un ecosistema compatible con un ambiente saludable y equilibrado para el desarrollo de la vida.

140. Por lo expuesto, se ha verificado que Pusp petrol Norte incurrió en la infracción tipificada en el Numeral 3.4.1 de la Resolución N° 028-2003-OS/CD al haber ejecutado acciones de drenaje y remoción de suelos empleando el método Landfarming sin contar con un instrumento de gestión ambiental, siendo pasible de ser sancionada.

III.6.4 Consecuencias de haber realizado las acciones de drenaje y remoción de suelos

141. Una vez ocurrida una afectación ambiental con la dispersión del hidrocarburo en suelos y acuíferos, se presentan diversos fenómenos naturales que tienden a dirigir el contaminante hacia las aguas subterráneas⁶⁶. Dicha circunstancia dependerá también de las características fisicoquímicas del contaminante y de las características del medio que los rodea – tipo de suelo, su permeabilidad, el tamaño de las partículas, contenido de humedad y de materia orgánica, incluyendo la profundidad del nivel freático, etc.⁶⁷ La suma de todas estas variables definen el tamaño y la dispersión de la contaminación en una zona específica.



142. Teniendo en cuenta lo señalado, se advierte la necesidad imperante de adoptar acciones de mitigación en la laguna Shanshoocha para evitar una afectación progresiva en la misma.

143. Respecto del grado de contaminación ambiental en la laguna Shanshoocha, es posible emplear de manera referencial los Estándares de Calidad Ambiental. En este sentido, la Dirección de Evaluación –de manera referencial– tomó muestras de suelos en los siguientes parámetros (mg/Kg)⁶⁸:

- En el parámetro Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH), usado para describir a un grupo extenso de sustancias químicas derivadas originalmente del petróleo crudo, se reportó lo siguiente⁶⁹:

⁶⁶ Véase ALVAREZ MASILLA, Alfonso. "Microbiología para saneamiento de ambientes provocado por derrame de hidrocarburos". En: Instituto Mexicano del Transporte. 2002. Consultar 4 de septiembre de 2013. Disponible en: <http://www.imt.mx/interactivos/convocatoria/Trabajo/interactivos/131196.pdf>

⁶⁷ Ibídem.

⁶⁸ Debe precisarse que el uso de los Estándares de Calidad Ambiental para ilustrar el grado de contaminación de la laguna Shanshoocha no implica que se estaría sancionando a la empresa por el incumplimiento de dichos parámetros. En este sentido, los resultados de las mediciones efectuadas por la Dirección de Evaluación permiten evidenciar la afectación ambiental al ecosistema de la laguna.

⁶⁹ Véase Departamento de Salud y Servicios Humanos de los EE.UU. "Reacción de la Biología Toxicológica de los hidrocarburos totales de petróleo", septiembre de 1980. Consultar 4 de septiembre de 2013. Disponible en: http://www.atsdr.cdc.gov/toxsub/ehs_123.pdf



Informe	Código de la muestra	ECA	Resultado	%
Informe N° 045-2013-DEFA/DE	Csur-Shan-DEFA-01-C1	1000 ¹¹	3854	385.4
Informe N° 055-2013-DEFA/DE	Csur-Shan-DEFA-02-C2	1000	3535	353.5
Informe N° 088-2013-DEFA/DE	Csur-Shan-DEFA-01-P1	1000	5187	518.7
Informe N° 025-2013-DEFA/DE	SL-CAP-S-1K	1500	1600	460
Informe N° 026-2013-DEFA/DE	SL-CAP-S-1L	1300	19002	1680

- Los TPH pueden mobilizarse hacia el agua subterránea a través del suelo. Allí, los componentes individuales pueden separarse de la mezcla original y adherirse a partículas en el suelo, pudiendo permanecer mucho tiempo en este. Asimismo, cabe señalar que algunas fracciones de los TPH flotarán en el agua y formarán una capa delgada en la superficie, mientras que otras fracciones más pesadas se acumularán en el sedimento del fondo de la laguna, lo que afectaría a peces y a otros organismos que se alimentan en esta¹⁴.
- En el parámetro Bario, metal plateado-blancuzco que puede ser encontrado en el medioambiente, donde existe de forma natural, se reportó lo siguiente:

Informe	Código de la muestra	ECA	Resultado	%
Informe N° 065-2013-DEFA/DE	Csur-Shan-DEFA-02-C2	750 ¹²	2312.2	306.99
Informe N° 065-2013-DEFA/DE	Csur-Shan-DEFA-01-P1	710	4980.1	699.91



El Bario es encontrado en la mayoría de los suelos en bajos niveles. No obstante, en grandes cantidades pueden alcanzar largas distancias desde sus puntos de emisión. Asimismo, los compuestos del Bario que son persistentes usualmente permanecen en la superficie del suelo, o en el sedimento de las aguas, pudiendo ser absorbidos sus compuestos por peces y otros organismos¹³.

144. La laguna Shanshococho presentaba un exceso de Estándares de Calidad Ambiental de suelo en el parámetro TPH y Bario al encontrarse los nutrientes en los cuerpos bióticos que lo habitan. Debe tenerse presente que suelo de selva es más sensible a la presencia de estos compuestos químicos.
145. En ese orden de ideas, se verificó la presencia de hidrocarburos en la laguna Shanshococho y exceso de Estándares de Calidad Ambiental en el parámetro TPH y Bario.
146. Como se ha indicado anteriormente, Pluspetrol Norte realizó acciones de drenaje y remoción de suelos en el área donde se encontraba la laguna Shanshococho.

¹⁴ Folios 202 al 231 del Expediente.

¹⁵ Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para suelo de la norma Ecológica.

¹⁶ Folios 260 al 292 del Expediente.

¹⁷ Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para suelo agrícola, aprobados mediante Decreto Supremo N° 003-2013-MINAM.

¹⁸ Ecológica.

¹⁹ Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para suelo agrícola, aprobados mediante Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM.

²⁰ Water Treatment Solutions, Propiedades químicas, efectos y efectos ambientales del Bario. Consulta: 24 de noviembre de 2013. <http://www.watersolutions.com/Portals/0/Docs/Barium%20Properties%20and%20Environmental%20Effects.pdf>



A continuación se presentan dos fotografías del antes y después de la intervención realizada por la empresa Pluspetrol Norte:



Antes de la intervención

Después de la intervención

147. La laguna Shanshoccocha y su entorno sufrieron alteraciones, conforme se indica a continuación: *Aspecto físico*, alteración del paisaje como componente físico del ambiente que conforma el entorno de la laguna Shanshoccocha.

- (i) *Aspecto químico*, al haberse acreditado el exceso de Estándares de Calidad Ambiental en el parámetro TPH, y al haberse encontrado presencia de metales. Asimismo, la alteración de la napa freática (a menos de tres metros) genera afectación a las aguas subterráneas (los afloramientos que llegan al suelo siguen transportando material y agua contaminada con hidrocarburos).
- (ii) *Aspecto biológico*, al haberse acreditado la afectación a la fauna y flora acuática y de microorganismos que enriquecen el suelo, y que tienen otras funcionalidades el ecosistema acuático.

Cabe señalar la importancia del cuerpo de agua como regulador del clima, siendo que el agua, sin la presencia de la laguna, no volverá a cumplir con dicha finalidad.

148. En atención a lo expuesto, se puede concluir que es evidente la "pérdida ecológica" sufrida al haberse alterado el ecosistema que conformaba la laguna Shanshoccocha en su integridad, dicha alteración del medio ambiente es **irrecuperable**.

149. Esta circunstancia ratifica la necesidad y obligación de que las acciones de intervención efectuadas por Pluspetrol Norte en la laguna Shanshoccocha, debieron estar contempladas en un instrumento de gestión ambiental aprobado por la autoridad competente. Efo en aras de remediar la laguna afectada y de alcanzar, en la medida de lo posible, las características de un ecosistema compatible con un ambiente saludable y equilibrado para el desarrollo de la vida.

150. En atención a lo expuesto, se ha verificado que la laguna Shanshoccocha ha desaparecido como resultado de la afectación causada por las acciones de drenaje y remoción de suelos realizadas por Pluspetrol Norte.

151. Por tanto, ha quedado acreditado que Pluspetrol Norte ha causado la pérdida ecológica irreparable del ecosistema que conformaba la laguna Shanshoccocha en su integridad, debido a que ejecutó acciones de drenaje y remoción de suelos



('método Landfarming') sin contar con el instrumento de gestión ambiental correspondiente. Ello importó la infracción a lo dispuesto en el numeral 3.4.1 de la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.

III.6.5 Calificación de reincidente de Pluspetrol Norte por incurrir en el tipo infractor previsto en el numeral 3.4.1 de la Resolución N° 028-2003-OS/CD

152. Pluspetrol Norte incurrió en la infracción tipificada en el Numeral 3.4.1 de la Resolución N° 028-2003-OS/CD, al haber ejecutado acciones de drenaje y remoción de suelos empleando el método Landfarming, sin contar con un instrumento de gestión ambiental, siendo posible de ser sancionada.

153. Cabe indicar que mediante Resolución Directoral N° 124-2012-OEFA/DFSAI del 18 de mayo de 2012, Pluspetrol Norte fue sancionada por haber instalado plataformas para perforación de pozos sin contar con un instrumento de gestión ambiental, aprobado por la autoridad competente, cuya sanción se encuentra prevista en el numeral 3.4.1. de la Resolución N° 028-2003-OS/CD.

154. El Tribunal de Fiscalización Ambiental confirmó dicha decisión en la Resolución N° 187-2013-OEFA/TFA del 17 de setiembre de 2013, declarándose agotada la vía administrativa en dicho extremo.

155. Por lo tanto, corresponde declarar la calidad de reincidente de Pluspetrol Norte respecto del incumplimiento cuya sanción se encuentra tipificada en el numeral 3.4.1 de la Resolución N° 028-2003-OS/CD y disponer que se incluya a dicha empresa en el Registro de Infractores Ambientales.

III.7 Quinta cuestión en discusión: Obligación de presentar al OEFA dentro del plazo otorgado la información solicitada en la Inspección de campo

156. De acuerdo con el Rubro 4 de la Resolución N° 028-2003-OS/CD, las empresas deberán presentar la información que sea solicitada por el OEFA dentro del plazo otorgado para ello⁸⁷.

157. Mediante Acta N° 004102 del 16 de julio de 2012, se requirió a Pluspetrol Norte que informe sobre la regularización de los trabajos de intervención a la laguna Shanshococho, tal como figura en el Informe de Supervisión N° 692-2012-OEFA/DS⁸⁸.

(...) El OEFA haciendo uso de sus facultades (...) solicitó mediante Acta de Supervisión N° 004102 que en plazo de 10 días hábiles, la empresa regularice los trabajos de remediación mediante la presentación del Instrumento de Gestión Ambiental debidamente aprobado, plazo que venció el 31 de julio de 2012.

158. La Dirección de Supervisión otorgó a Pluspetrol Norte un plazo de diez (10) días hábiles para la atención de dicho requerimiento, el cual venció el 31 de julio del 2012. A dicha fecha, Pluspetrol Norte no había cumplido con remitir la

⁸⁷ Rubro 4 de la Tipificación de Infracciones Generales y Escala de Multas y Sanciones, aprobada mediante Resolución N° 028-2003-OS/CD.
"Rubro 4: No proporcionar a OSINERGMIN o a los organismos normativos o hacerlo en forma deficiente (inexacta, incompleta o fuera de plazo) los datos o información que establecen las normas vigentes, incluyendo las directivas, instrucciones y disposiciones del OSINERGMIN"

⁸⁸ Folio 118 del Expediente.



información solicitada, lo que se advierte en el Informe de Supervisión N° 692-2012-OEFA/DS⁽⁹⁾.

Al 08 de agosto del 2012 la empresa PLUSPETROL NORTE no ha remitido a esta Dirección (refiriéndose a la de supervisión) la documentación solicitada por medio del Acta de Supervisión N° 104102.

159. Pluspetrol Norte señala que diez (10) días hábiles para la elaboración, presentación, aprobación y remisión de un instrumento de gestión ambiental no es un plazo razonable, toda vez que para obtenerlo es necesario seguir una serie de procedimientos administrativos ante el Ministerio de Energía y Minas.

160. Al respecto, la solicitud efectuada por la autoridad tuvo por finalidad que Pluspetrol Norte regularizara los trabajos de remediación en la laguna Shanshococho, bastando para ello que, en el plazo otorgado, presentara copia del documento que acreditara la solicitud de aprobación del instrumento de gestión ambiental ante la autoridad competente.

161. De lo actuado en el expediente, se ha verificado que Pluspetrol Norte no cumplió con atender, dentro del plazo concedido, el requerimiento de información efectuado por la Dirección de Supervisión, tampoco solicitó al OEFA ninguna ampliación del plazo otorgado. Dicha conducta constituye una vulneración del Rubro 4 de la Tipificación de Infracciones Generales y Escala de Multas y Sanciones, aprobada mediante Resolución N° 028-2003-OS/CD y, por tanto, la empresa imputada es pasible de ser sancionada.

III.8 Sexta cuestión en discusión: Obligación de comunicar la afectación de la laguna Shanshococho dentro del plazo de 24 horas establecido por la normativa vigente.

162. El artículo 3° del Procedimiento para el Reporte y Estadísticas en Materia de Emergencias y Enfermedades Profesionales en las Actividades del Subsector Hidrocarburos, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 172-2009-OS/CD, define las emergencias ambientales y, entre sus causas, los accidentes:

"Artículo 3° - Definiciones

(...)

3.1 Emergencia: Toda situación generada por la ocurrencia de un evento que requiere una movilización de recursos.

Una emergencia puede ser causada por:

(...)

- Accidentes;

(...)

3.2 Accidente: Suceso eventual e inesperado que causa lesiones, daños a la salud o muerte de una o más personas, daños materiales, ambientales y/o pérdidas de producción.

(...)

163. Por su parte, el artículo 6° del referido procedimiento establece que:

"Artículo 6° Procedimiento de Reporte de Emergencias:

6.1 Ocurrida la Emergencia (accidentes graves o fatales, siniestros o emergencias operativas), la empresa autorizada deberá remitir a OSINERGMIN un Informe Preliminar, utilizando los siguientes formatos según corresponda:

Formato N° 1: Informe Preliminar de accidentes graves o fatales o accidentes con daños ambientales graves

(9) Folio 51 del Expediente.



Los Informes Preliminares deberán remitirse a OSINERGMIN dentro de las 24 horas de ocurrida la emergencia, por vía fax o media de porteo o mediante vía electrónica habilitada por OSINERGMIN.

(El subrayado es nuestro).

164. Mediante Resolución Subdirectoral N° 187-2013-OEFA-OFSAI/SDI se imputó a Pluspetrol Norte el incumplimiento de su obligación de comunicar al OEFA, dentro de las veinticuatro (24) horas, la afectación ambiental a la laguna Shanshoccha, hecho que calificaría como un accidente ambiental.
165. De acuerdo con la normativa descrita, las empresas del sector hidrocarburos tienen la obligación ineludible de comunicar a la entidad fiscalizadora ambiental la ocurrencia de un accidente ambiental dentro de las veinticuatro (24) horas de ocurrida o detectada la situación. Debe entenderse que esta responsabilidad hace desde el momento en que la empresa conoce de la existencia de la emergencia, o razonablemente estaba en posición de conocerla. En consecuencia, es a partir de dicho momento en que se debe computar el plazo de 24 horas para comunicar la ocurrencia del accidente al OEFA.
166. Para el caso en particular, la afectación de la laguna Shanshoccha consistió en una degradación originada por la presencia de hidrocarburo y la migración de este, el cual colocaba en peligro su existencia y sus zonas aledañas. Esta situación califica como accidente ambiental, el cual debió ser reportado por Pluspetrol Norte desde que tomó conocimiento de su existencia, independientemente de la fecha en que el accidente se haya generado.
167. En ese sentido, conforme a lo establecido precedentemente en la presente Resolución, antes de la visita de supervisión del 11 al 16 de julio de 2012, la empresa Pluspetrol Norte tenía conocimiento de que la laguna Shanshoccha se encontraba afectada con hidrocarburos y que requería medidas de recuperación o restauración ambiental. Bajo ese contexto, en dicha fecha era más que evidente la situación de afectación ambiental de la laguna, tal como se aprecia de las fotografías que obran en el expediente. Sin embargo, hasta la emisión de la presente Resolución, Pluspetrol Norte no ha comunicado dicho accidente al OEFA.
168. De lo actuado en el expediente, ha quedado acreditado que Pluspetrol Norte no cumplió con reportar el accidente ambiental dentro de las 24 horas de haberlo detectado. Dicha conducta constituye una infracción al artículo 6° del Procedimiento para el Reporte y Estadísticas en Materia de Emergencias y enfermedades profesionales en las actividades del Subsector Hidrocarburos, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 172-2009-OS/CD, siendo sancionable de acuerdo con el numeral 1.3 de la Resolución N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias⁷⁹.



⁷⁹ Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos, incluida en la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y modificatorias.

Tipificación de la Infracción	Sanción	Otras Sanciones
1. No proporcionar o proporcionar a desahogo la información y/o documentación requerida por OSINERGMIN y/o por reglamentación		
1.3 Informes de Emergencias y Enfermedades Profesionales	De 0 a 35 UIT	Paralización de Obras



IV. GRADUACIÓN DE LA SANCIÓN

IV.1 Fórmula para el cálculo de multas

169. La multa debe calcularse al amparo del principio de razonabilidad que rige la potestad sancionadora de la administración, de acuerdo con lo establecido en el numeral 3 del artículo 230⁷¹ de la-LPAG.⁷²
170. La metodología del OEFA contempla tres escenarios para la determinación de la multa. El primero contempla el caso que la infracción ocasione daño ambiental real y la resolución que impone la multa incluya además el dictado de medidas correctivas como las previstas en el Literal d) del Numeral 22.2 del artículo 22^o de la Ley N° 29325 - Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental. En este caso, la multa base estará conformada por el beneficio ilícito, una proporción (α) del daño ambiental (D) y la probabilidad de detección, como se expresa en la siguiente fórmula:⁷³



$$\text{Multa (M)} = \left(\frac{B + \alpha D}{p} \right) \cdot [F^*]$$

Dónde:

B = Beneficio ilícito (contenido al incumplir la norma)

α = Proporción del daño estimado (25%)

D = Valor estimado del daño

p = Probabilidad de detección

F* = Suma de factores agravantes y atenuantes (sin los valores del factor 11)
(1+12+13+14+15+16+17)

171. El segundo, si la resolución que impone la multa no incluye el dictado de medidas correctivas como las previstas en el Literal d) del Numeral 22.2 del Artículo 22^o de la Ley N° 29325, la multa base estará conformada por el beneficio ilícito, el total del daño ambiental (D) y la probabilidad de detección, como se expresa en la siguiente fórmula:

⁷¹ Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General

De la Potestad Sancionadora

"Artículo 230^o - Principios de la potestad sancionadora administrativa

La potestad sancionadora de todas las entidades está regida, adicionalmente por los siguientes principios especiales:

(...)

3. Razonabilidad: Las autoridades deben proveer que la comisión de la conducta sancionable no resulte más ventajosa para el infractor que cumplir las normas infringidas o asumir la sanción. Sin embargo, las sanciones a ser aplicadas deberán ser proporcionales al incumplimiento calificado como infracción, debiendo observar los siguientes criterios que en orden de preferencia se señalan a efectos de su graduación:

a) La gravedad del daño al interés público o bien jurídico protegido;

b) El perjuicio económico causado;

c) La repetición y/o continuidad en la comisión de la infracción;

d) Las circunstancias de la comisión de la infracción;

e) El beneficio legalmente obtenido; y

f) La existencia o no de intencionalidad en la conducta del infractor.

(...)⁷²

⁷³ Fórmula de la Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores agravantes y atenuantes a utilizar en la graduación de sanciones, aprobado mediante Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 035-2013-DEFA-PCD, conforme a lo establecido en el artículo 6^o del Decreto Supremo N° 007-2012-MINAM.



$$Multa (M) = \left(\frac{B + D}{p} \right) \cdot [F^*]$$

172. Por su parte, para el caso de las infracciones que no tienen como consecuencia daño al ambiente, se aplicará la fórmula siguiente:

$$Multa (M) = \left(\frac{B}{p} \right) \cdot [F]$$

Donde:

B = Beneficio ilícito (obtenido por el administrado al incumplir la norma)

p = Probabilidad de detección

F = Factores agravantes y atenuantes (1+1+2+3+4+5+6+7)

173. En la presente resolución, el cálculo de multa de dos de las cuatro infracciones analizadas implica la estimación económica del daño (D). Por ello, será conveniente revisar el marco teórico correspondiente, así como las principales características y ventajas de la metodología seleccionada para la valoración ambiental en este caso.

IV.2 Marco Teórico sobre Valoración del Daño⁷³

174. Los cambios en la calidad del ambiente se pueden estimar mediante el valor económico total (VET) del bien o servicio ambiental, el cual está compuesto por el Valor de Uso (VU) y el Valor de No Uso (VNU) del bien o servicio ambiental impactado.
175. El Valor de Uso (VU) está relacionado con los servicios derivados del uso actual y futuro del recurso. Por ejemplo, en el caso de una laguna el valor de uso se refiere a la pesca del recurso hidrobiológico que alberga, al paisaje que proporciona a los visitantes o su aporte a la biodiversidad de especies en la zona.
176. Por su parte, el Valor de No Uso (VNU) consiste en el valor que los individuos le confieren a los bienes y servicios ambientales, independientemente que se beneficien o no del uso de los mismos.⁷⁴
177. Ahora bien, para la estimación de los componentes del Valor Económico Total (VET), se dispone de una variedad de métodos de valoración, los cuales se clasifican principalmente en dos grandes grupos, de acuerdo al tipo de

⁷³ Para mayor detalle, consultar el Anexo 6 de la presente resolución, correspondiente al Marco Teórico sobre la Valoración del Daño.

⁷⁴ ARROW K., SOLLOR R., PORTNEY, F., LEAMER, E., RADNER, R. Y SCHUMAN, H. (1993) 'Report of the NOAA Panel on Contingent Valuation', *Federal Register* 58 (10), 4601-4614.
(...) But for at least the last twenty-five years, economists have recognized the possibility that individuals, who make no active use of a particular beach, river, bay, or other such natural resource might, nevertheless, derive satisfaction from its mere existence, even if they never intend to make active use of it.
This concept has come to be known as 'existence value' and it is the major element of what are now referred to as 'non-use' or 'passive-use' values (...).

Traducción libre: (...) Pero por lo menos durante los últimos veinticinco años, los economistas han reconocido la posibilidad de que los individuos que no hacen uso activo de una playa en particular, río, bahía, u otro recurso natural podrían, sin embargo, obtener satisfacción de su mera existencia, aun cuando nunca hayan intentado hacer uso de la misma.

Este concepto ha llegado a ser conocido como 'valor de existencia', y es el principal elemento de lo que ahora se conoce como valores de 'no uso' o 'uso pasivo' (...).



información en que se basen: Métodos indirectos o de preferencias reveladas y Métodos directos o de preferencias declaradas.

178. Sobre estos métodos, los primeros estiman el valor de los bienes y servicios ambientales a partir de los valores de otros bienes o servicios relacionados a él. Entre las principales técnicas de este grupo destacan los modelos de costo de viaje y precios hedónicos¹⁷⁸. Los segundos, los Métodos directos o de preferencias declaradas permiten obtener el valor que los individuos le asignan a los bienes y servicios ambientales o la calidad ambiental a través de los mercados hipotéticos creados para tal fin.
179. En este último grupo se encuentra el método de Valoración Contingente en el que se construye un escenario hipotético que está conformado por un mercado donde se provee el bien a valorar, se definen las distintas alternativas, así como los derechos de propiedad. Luego, se les pregunta a los individuos por su máxima disposición a pagar (DAP) para obtener una mejora en la calidad o cantidad del recurso¹⁷⁹.
180. Si bien es cierto, este tipo de métodos – como el de valoración contingente – constituye un mecanismo completo para valorar los bienes y servicios ambientales o los cambios en la calidad de los mismos, el costo de estas técnicas puede ser muy elevado.
181. En ese sentido, una alternativa “costo efectiva” para valorar los bienes y servicios ambientales es la denominada Transferencia de Beneficios, la cual consiste en la extrapolación de los valores obtenidos mediante alguno de los métodos de valoración descritos desde el lugar del estudio (studysite)¹⁸⁰ hasta el lugar de aplicación de política (policysite)¹⁸¹.



IV.3 Principales aspectos y aplicación del método de Transferencia de Beneficios

182. Como se ha mencionado, el método de Transferencia de Beneficios permite realizar la extrapolación de resultados obtenidos de un estudio llevado a cabo para un contexto determinado (lugar de estudio) a otro distinto (lugar de aplicación de política).
183. Siguiendo los procedimientos metodológicos correspondientes, debe determinarse: (a) el lugar de aplicación de política (sanción); y, (b) el estudio más idóneo para estimar el daño.
- a) Con respecto al lugar de política (policysite), el daño ambiental se produjo en la laguna Shansheocha, ubicada en el Lote 1AB, que abarca el distrito

¹⁷⁸ Los famosos modelos de precios hedónicos permiten estimar el precio implícito para determinados atributos, como la calidad ambiental. En efecto, la influencia de los diversos atributos en el precio de un determinado bien puede ser descompuesto estadísticamente. Para mayor detalle ver: DIXON, J. y PAGOLA S. (1998) *Economic Analysis and Environmental Assessment*, Washington: World Bank.

¹⁷⁹ Cabe señalar que también se podría haber preguntado por la disposición a aceptar (DAA): una compensación por un cambio desfavorable.

¹⁸⁰ Lugar de estudio es aquel en el cual se efectúa la valoración que proporciona la disposición a pagar (DAP) seleccionada.

¹⁸¹ Lugar de política es aquel en el cual se aplica la DAP del lugar de estudio para la valoración del daño ambiental.



de Andoas en la provincia de Datem del Marañón y los distritos de Tigre y Trompeteros en la provincia de Loreto.

- b). Esta Dirección ha considerado que el estudio más idóneo para aplicar la transferencia de beneficios en el presente caso es el Estudio de Yparaguirre¹⁸¹, el cual aplica el método de valoración contingente (preferencias declaradas) para captar principalmente el valor de no uso, permitiendo estimar la disposición a pagar (DAP) para evitar el daño ambiental de un eventual derrame de hidrocarburos. El estudio seleccionado fue desarrollado para valorar la mejora en la calidad ambiental – específicamente la disposición de las personas a contribuir con una aportación económica – a fin de evitar daños ambientales, como el derrame ocurrido en el río Marañón¹⁸². Cabe indicar que el lugar de estudio se localiza en los distritos de Parinari y Uramas, provincia y departamento de Loreto.

184. Debe tenerse presente que dicho estudio: (i) aplica el método de valoración contingente, el cual ha sido utilizado anteriormente en la valoración de daños ambientales para la aplicación de sanciones; (ii) cumple las principales recomendaciones del panel *National Oceanic and Atmospheric Administration-NOAA* de Estados Unidos de Norteamérica; (iii) comprende lugares de estudio y aplicación de política con características socioeconómicas similares a las del presente caso; y, (iv) garantiza el escenario más conservador para la valoración ambiental.

185. En consecuencia, se puede afirmar que la metodología de transferencia de beneficios es la más idónea para estimar el daño ambiental en el presente caso.

IV.4 Cálculo de las sanciones

IV.4.1 Infracción: Afectar con hidrocarburos la laguna Shanshococho y su entorno, infringiendo el artículo 3º del Reglamento para la Protección Ambiental de las Actividades de Hidrocarburos

186. El ilícito administrativo es sancionable con una multa de hasta diez mil (10 000) Unidades Impositivas Tributarias (UIT), de acuerdo con lo dispuesto por el numeral 3.3 de la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución del Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias.

i) Beneficio Ilícito (B)

187. El beneficio ilícito proviene del costo evitado por el administrado al incumplir las obligaciones ambientales. En este caso, desde el inicio de operaciones en el Lote 1AB, Pluspetrol Norte era responsable de ejecutar las medidas de mitigación necesarias para minimizar la afectación generada en la laguna Shanshococho, tal como ha sido detallado en acáphes precedentes. En este marco, el inicio de la infracción se considera desde la constatación de la

¹⁸¹ YPARRAGUIRRE (2001): 'Valoración económica del daño ambiental ocasionado por derrame de petróleo en la localidad de San José de Saramuro-Loreto', en: Gava M y R. Pozzo (Eds.), *Valoración Económica de la Diversidad Biológica y Servicios Ambientales en el Perú*. Lima: INRENA/BIGFOR.

¹⁸² Se refiere al derrame en el río Marañón ocasionado por el hundimiento de la balsa PA-346, hecho ocurrido el 03 de octubre del año 2000, en la localidad de San José de Saramuro (Loreto).



contaminación mediante la visita del Grupo de Trabajo en conjunto con la Dirección de Supervisión del OEFA a las instalaciones del yacimiento Capahuari Sur, efectuada en junio 2012.

188. En un escenario de cumplimiento, el administrado realiza diversas inversiones para ejecutar las medidas de mitigación necesarias que atenúen o minimicen la afectación a la laguna Shanshococho. Las referidas medidas consisten, como mínimo, en: (i) la utilización de material absorbente de hidrocarburos para la limpieza del entorno y como barrera perimetral que permita el control de posibles desbordos de hidrocarburos y evite su desplazamiento hacia zonas aledañas; (ii) la realización de labores de desviación y encausamiento de escorrentías que ingresaban a la laguna; y, (iii) la instalación de trampas de grasa en las escorrentías de salida⁸⁷.
189. En este escenario de cumplimiento, se consideran también las inversiones necesarias para realizar un adecuado mantenimiento a los ductos emplazados cerca de la zona contaminada. Estas medidas consisten como mínimo en la contratación de un equipo conformado por dos ingenieros y diez técnicos para realizar el servicio de mantenimiento, que incluya como mínimo las siguientes actividades: inspección directa del ducto, limpieza interior, mantenimiento de válvulas y protección anticorrosiva. Asimismo, se incluyen los gastos generales, impuestos y utilidades asociados a la contratista⁸⁸.
190. Una vez estimado el costo evitado en dólares a la fecha del incumplimiento (junio 2012), este monto es capitalizado por el período de catorce (14) meses, hasta la fecha de cálculo de multa, empleando la tasa de costo de oportunidad del capital estimada para el sector (COK)⁸⁹.



87. El detalle del costo evitado es el siguiente:

Descripción	US \$ (Junio 2012)
(i) La utilización de material absorbente de hidrocarburos para la limpieza del entorno y como barrera perimetral que permita el control de posibles desbordos de hidrocarburos y evite su desplazamiento hacia zonas aledañas	\$ 927.470,22
Material absorbente (Limpieza)	\$ 108.750,22
Material absorbente (Barrera Perimetral)	\$ 217.630,45
Equipos de protección personal	\$ 800,00
Preservil	\$ 669,55
(ii) La realización de labores de desviación y encausamiento de escorrentías que ingresaban a la laguna	\$ 3.983,77
(iii) La instalación de trampas de grasa en las escorrentías de salida	\$ 4.103,25
Total	\$ 936.166,29

88. El detalle del costo evitado por el servicio de mantenimiento es el siguiente:

Descripción	%	Base	US \$ (Junio 2012)
A. Remuneraciones			\$ 45.630,85
B. Otros Gastos Directos (Mantenimiento)			\$ 28.149,90
C. Gastos generales	15%	A	\$ 6.844,63
D. Utilidad	12%	AVC	\$ 7.582,60
ISL	13%	AlBAC-D	\$ 13.044,08
Total			\$ 101.252,06

89. El COK es la rentabilidad obtenida por los recursos no invertidos en el cumplimiento de la legislación ambiental y, por tanto, están disponibles para otras actividades alternativas que incrementan el flujo de caja del actor.



191. El detalle del beneficio ilícito se presenta en el cuadro N° 1, el cual incluye el costo evitado, el costo de oportunidad del capital, el tipo de cambio promedio, y la UIT vigente.

Cuadro N° 1: Cálculo del Beneficio ilícito

Descripción	Valor
CE1: Costo Evitado de las acciones de mitigación, a la fecha del incumplimiento (Junio 2012) ^{a)}	\$325 106,24
CE2: Costo evitado de las acciones para un adecuado mantenimiento de ductos en el área impactada (Junio 2012)	\$104 528,20
Costo evitado total: CE1 + CE2	\$440 694,44
COX en US\$ (anual) ^{b)}	16,31%
COX en US\$ (mensual)	1,27%
T: Meses desde la fecha del incumplimiento hasta la fecha de cálculo de multa	14
Beneficio ilícito a la fecha del cálculo de multa: $CE1 * (1 + COX)^T$	\$625 642,80
Tipo de cambio promedio (12 últimos meses) ^{c)}	2,70
Beneficio ilícito (S/.)	S/ 1 465 287,86
UIT 2013	S/ 3 700,00
Beneficio ilícito en UIT	394,94 UIT

a) Para la estimación de los costos evitados se ha considerado la siguiente información:

- Plan de Manejo Ambiental del Proyecto de Renovación de Aguas de Producción y Facilidades de Superficie – Ley 343 (2005).
- Colegio de Ingenieros del Perú (2010). *Determinación y Cálculo de los Gastos Generales en Gestión de Consultoría de Ingeniería y Consultoría de Obras*. Lima: CIP.
- Plan de Manejo Socio Ambiental Participativo – Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIAS) del Proyecto de Prospección Sísmica 2D-3D y Perforación Exploratoria. Ley 59.
- Buegcom, Geotecnologías y sistemas de flujo.
- Envelasac.
- CORPLAB. Environmental analytical services.
- Revista Cosmos N° 214 (Enero 2012). Precios de partidas.
- Cervari (2008) Evaluación Técnica-Económica del proyecto: Inspección y Mantenimiento del nuevo Gasoducto de 36 diam. por 77 km del complejo de producción marino a la Terminal marítima de Bos Bocas, Tabasco, Universidad de las Américas Puebla-México.

b) OSINERGMIN (2011). *Estudio: Aplicación de un Metodología de Estimación del WACC. El caso del sector hidrocarburos Peruano*. Lima: OSINERGMIN.

c) Banco Central de Reserva del Perú – BCRP (2013). *Tipo de cambio promedio (venta) con ponderación por días*. [Recuperado en setiembre de 2013]

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.

192. En atención a lo expuesto, el Beneficio ilícito estimado para esta infracción asciende a 394,94 UIT.

ii) Valoración del Daño Ambiental (D)

193. De los medios probatorios que obran en el expediente, se ha identificado la persistencia del impacto negativo en la laguna Shanshococha, así como el daño ambiental durante el periodo en que no se implementaron medidas de mitigación y/o control del impacto.

194. En este sentido, el horizonte de la valoración del daño se inicia desde la fecha en que se constata la contaminación mediante la visita del Grupo de Trabajo en



conjunto con la Dirección de Supervisión del OEFA a las instalaciones del yacimiento Capahuari Sur, en junio 2012. Asimismo, el periodo de valoración, culmina en el momento en que la laguna es drenada y, finalmente, eliminada del lugar, lo cual es constatado en la supervisión de julio del mismo año. En ese sentido, el horizonte del daño derivado de esta infracción es temporal, y culmina en julio de 2012.

195. Ahora bien, considerando el estudio seleccionado, el valor por la mejora de la calidad ambiental basado en la DAP de las familias para evitar daños ambientales por derrame de hidrocarburos, ascendió a la suma de S/ 10,00 por familia por mes.
196. Considerando que la fecha de incumplimiento (junio 2012) difiere de la fecha de los datos del estudio (mayo 2001), es preciso realizar el ajuste por inflación de este valor a la fecha de incumplimiento, lo que da como resultado una DAP transferida de S/ 13,20 mensuales por familia.
197. Asimismo, este valor transferido, considerado como un flujo mensual, se actualiza por el periodo de persistencia del daño con horizonte temporal hasta la eliminación de la laguna. Sin embargo, puesto que el horizonte temporal abarca un solo mes se considerará como resultado el mismo valor transferido de S/ 13,20, el cual luego es estimado a la fecha de cálculo de multa mediante ajuste por inflación, dando como resultado S/ 13,73. Cabe señalar que para la agregación posterior de estos beneficios se consideró una familia promedio de 6 personas⁶⁶ para los distritos cercanos (Andos y Trompeteros).
198. Considerando que por la presente infracción no se ha dispuesto el dictado de medidas correctivas, corresponde aplicar el 100% del valor del daño ambiental. El detalle del cálculo se presenta en el Cuadro N° 2:



Cuadro N° 2: Cálculo del Daño

Concepto	Valor
DAP (Study Site): valor de la disposición a pagar por conservación de la calidad ambiental (S/ Mensuales por familia, mayo 2001) ⁽¹⁾	10,00
Ajuste por inflación ⁽²⁾ (por transferencia de valor unitario)	1,32
DAP (Policy Site): valor de la disposición a pagar por conservación de la calidad ambiental (S/ Mensuales por familia, a la fecha de incumplimiento junio 2012)	S/ 13,20
Ajuste por inflación: a la fecha de cálculo de multa ⁽³⁾	1,04
Valor de la DAP: a la fecha del cálculo de multa:	S/ 13,73
N° de Hogares en la zona del incidente (distritos de Andos y Trompeteros) ⁽⁴⁾	2974
Total de la Valoración del Daño ambiental:	S/ 40 627,44
Unidad Impositiva Tributaria (UIT) 2012:	S/ 3 700,00
D: Daño ambiental en la multa (UIT)	11,03 UIT

a) Fuentes:

- Yparreguiré J. (2001). Valoración económica del daño ambiental ocasionado por derrame de petróleo en la localidad de San José de Saramuro - Loreto, en: Clave M. y R. Pizarro (Eds.), Valoración Económica de la Diversidad Biológica y Servicios Ambientales en el Perú. Lima: INPEA/BIOFOR.
- BCRP (2013). Series estadísticas. <http://estadisticas.bcrp.gob.pe/> [Visitado en setiembre de 2015]

⁶⁶ Según la Encuesta Nacional de Hogares (ENAHOG) 2012 el tamaño del hogar en el departamento de Loreto es de 5,02 miembros. De acuerdo con la información del Censo 2007, en los distritos de Andos y Trompeteros el tamaño familiar es cercano a 6 miembros.



- (ii) BCRP (2013). Series estadísticas. [Consultado en septiembre de 2013].
 (c) INEI:
 - Instituto Nacional de Estadística (INEI) (2006). Perú: Estimaciones y proyecciones de población, 1951-Lima: INEI.
 - Encuesta Nacional de Hogares – ENAHO 2012.

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Gestión y Aplicación de Incentivos.

199. En atención al proceso de valoración económica por transferencia de beneficios, el valor del daño ambiental asciende a 11,03 UIT.
200. Cabe señalar que este valor corresponde a la estimación del daño ambiental de la laguna durante un mes únicamente. Ello, debido a que el inicio de la presente infracción abarca desde la constatación de la afectación de la laguna con hidrocarburos, mediante la visita del Grupo de Trabajo conjuntamente con la Dirección de Supervisión del OEFA que ocurrió en junio 2012, hasta el momento en que la laguna es drenada y finalmente eliminada del lugar, lo cual fue constatado en la supervisión de julio del mismo año. En ese sentido, esta estimación solo aproxima una mínima parte del valor económico del impacto que la laguna sufrió en el tiempo.

ii) Probabilidad de detección (p)

201. Si bien la infracción fue detectada mediante una supervisión especial, el área impactada se encontraba ubicada en una zona de difícil acceso, lo que dificultó la realización de la supervisión y la eventual detección de la conducta infractora. Asimismo, el hecho de que la laguna impactada no haya sido incluida dentro del área del Lote TAB (zona PAC) dificultó que la autoridad administrativa advirtiera la existencia de dicha laguna y su potencial afectación, al no contar con el registro de dicha información en su base de datos. En consecuencia, corresponde considerar una probabilidad de detección baja⁶⁵ ($p = 0,25$).

iv) Factores agravantes y atenuantes (F)

202. En este caso, no se aplicará el factor (f1) relativo a la gravedad del daño al ambiente debido a que este se ha estimado mediante la valoración económica del daño (D). Sin embargo, se ha considerado aplicar los siguientes factores agravantes: (f2) Perjuicio económico causado, (f4) Repetición y/o continuidad en la comisión de la infracción y (f6) Adopción de medidas necesarias para revertir las consecuencias de la conducta infractora, ambas en sus calificaciones para daño real.
203. En relación con el perjuicio económico causado (f2), se ha considerado que la infracción detectada tuvo lugar en una zona que posee un nivel de pobreza significativo y que por tratarse de una población vulnerable merece una mayor protección. En el presente caso, la infracción ocurrió en el distrito de Andoas, provincia de Datem del Marañón, departamento de Loreto, cuyo nivel de pobreza total es mayor a 78,2%⁶⁶. En consecuencia, corresponde aplicar una calificación de 60% para el factor agravante (f2).

⁶⁵ Cabe precisar que esta fecha marca el inicio de inicio de la infracción que se analizará en el tiempo siguiente.

⁶⁶ Instituto Nacional de Estadística e Informática – INEI (2009). Mapa de pobreza Provincial, Distrito 2009. Lima: INEI.



204. En relación con la repetición y/o continuidad en la comisión de la infracción (f4), debe considerarse que la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 020-2013-OEFA/PCD aprobó los Lineamientos que establecieron criterios para calificar como reincidentes a los infractores ambientales, en los sectores económicos bajo el ámbito de competencia del OEFA. En función a lo dispuesto por esta norma, la reincidencia implica la comisión de una nueva infracción cuando el autor ha sido sancionado anteriormente por una infracción del mismo tipo, que se encuentre consentida o agote la vía administrativa⁴².
205. Respecto a este punto, la Resolución Directoral N° 203-2013-OEFA/DFSAI del 17 de mayo de 2013, sancionó a Pluspetrol Norte debido al derrame de hidrocarburos ocurrido el 27 de diciembre de 2009, que afectó al ambiente⁴³. La tipificación de dicha sanción se encontraba prevista en el numeral 3.3. de la Resolución N° 028-2003-OS/CD⁴⁴.
206. En el presente caso, la sanción aplicable por la comisión de esta infracción se refiere también a un supuesto de afectación al ambiente, la cual se encuentra tipificada en el numeral 3.3. de la Resolución N° 028-2003-OS/CD, por lo que corresponde declarar reincidente a Pluspetrol Norte y, en consecuencia, disponer su incorporación en el Registro de Infractores Ambientales.
207. En atención a lo expuesto, se advierte que Pluspetrol Norte fue sancionada dentro de los cuatro (4) años anteriores por la comisión del mismo tipo infractor, en virtud a una resolución que se encuentra consentida. Por tanto, corresponde aplicar una calificación de 20% para el factor agravante (f4).
208. De otro lado, respecto a la adopción de las medidas necesarias para revertir las consecuencias de la conducta infractora (f6) de los medios probatorios que obran en el expediente, se advierte que Pluspetrol Norte no adoptó las medidas pertinentes para restituir los efectos generados. En consecuencia corresponde aplicar una calificación de 30% para el factor agravante (f6).
209. Asimismo, de lo actuado en el expediente, no se evidencia la existencia de atenuantes aplicables a la presente infracción.
210. En ese sentido, los factores agravantes⁴⁵ de la sanción resultan en un valor de 2,10 (210%). El resumen de los Factores agravantes y atenuantes se detalla en el siguiente cuadro:



⁴² Ver artículo 42.

⁴³ Cabe señalar que dicha resolución no fue impugnada por Pluspetrol Norte, por lo que fue dada en firme.

⁴⁴ La Materia es Derivada de los Lineamientos emitidos los criterios para calificar como reincidentes a los infractores ambientales bajo el ámbito de competencia del OEFA. Sobre el término "tipo infractor", se indica lo siguiente: "Si bien algunos tipos infractores pueden cubrir diferentes conductas infractoras, ello no es razón para restar los alcances de la reincidencia para cada conducta particular, pues aquellas conductas que pertenecen a un mismo tipo infractor se encuentran intrínsecamente relacionadas, al compartir los mismos fundamentos y naturaleza ilicita".

⁴⁵ De acuerdo con la Tabla 2 del Anexo II de la Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores agravantes y atenuantes a utilizar en la graduación de sanciones, aprobada mediante Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 035-2013-OEFA/PCD.



Cuadro N° 3: Factores agravantes y atenuantes

Factores	Calificación
11. Gravedad del daño al ambiente:	40%
12. Perjuicio económico causado	50%
13. Aspectos ambientales o fuentes de contaminación	-
14. Repetición y/o continuidad en la comisión de la infracción	20%
15. Subsanación voluntaria de la conducta infractora	0%
16. Adopción de las medidas necesarias para revertir las consecuencias de la conducta infractora	30%
17. Intencionalidad en la conducta del infractor	0%
(11+12+13+14+15+16+17)	110%
Propuesta de factor agravante y atenuante: F = (1+11+12+13+14+15+16+17)	210%

(12) El incumplimiento implica un daño real en una zona con incidencia en pobreza total mayor 78,2%. Por lo tanto le corresponde una calificación de 40%.

(14) La presente infracción ha sido sancionada por resolución consentida dentro de los 4 años anteriores, por lo que corresponde una calificación de 20%.

(16) El infractor no adoptó medidas para revertir las consecuencias de la conducta infractora. Por lo tanto, le corresponde una calificación de 30%.

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos

v) Valor de la multa:

211. Reemplazando los valores calculados, se obtiene lo siguiente:

$$M_{\text{multa}} = [(394,94 + 11,03) \cdot (0,25)] \cdot (210\%)$$

$$M_{\text{multa}} = 3\,410,15 \text{ UIT}$$

212. La multa resultante es de 3 410,15 UIT. El resumen de la multa y sus componentes se presenta en el Cuadro N° 4:

Cuadro N° 4: Resumen de la multa

Componentes	Valor
Beneficio ilícito (B)	394,94 UIT
Daño ambiental (a.D)	11,09 UIT
Probabilidad de detección (p)	0,25
Factores agravantes y atenuantes: F=(1+12+13+14+15+16+17)	210%
Valor de la Multa en UIT [(B+D)p] · F*	3 410,15 UIT

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos

IV.4.2 Infracción: Causar la pérdida ecológica irreparable del ecosistema que conformaba la laguna Shanshococho en su integridad, debido a la ejecución de acciones de drenaje y remoción de suelos ("Método Landfarming") sin contar con el instrumento de gestión ambiental correspondiente, habiendo infringido con ello lo dispuesto en el numeral 3.4.1 de la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.

213. El ilícito administrativo es sancionable con una multa de hasta 2 000 UIT, de acuerdo con el numeral 3.4.1 de la Tipificación de Infracciones y Escala de



Multas y Sanciones de Hidrocarburos incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN.

1) Beneficio Ilícito (B)

214. El beneficio ilícito proviene del costo evitado por el administrado al incumplir obligaciones ambientales. En este caso, Pluspetrol Norte intervino la laguna Shanshococho y sus áreas aledañas mediante el drenaje y remoción de los suelos (método Landfarming) sin contar con un instrumento de gestión ambiental.
215. En un escenario de cumplimiento, el administrado lleva a cabo las inversiones necesarias que le permitan contar con un instrumento de gestión ambiental para una adecuada intervención en la laguna Shanshococho. Para ello, se consideró los costos de contratar los servicios profesionales y técnicos de cuatro ingenieros especialistas con su respectivo apoyo técnico por un periodo de treinta días, los cuales incluyen trabajos de campo y gabinete. Asimismo, se consideraron los costos mínimos de análisis de laboratorio para muestras de agua y suelo⁹¹.
216. Una vez estimado el costo evitado en dólares a la fecha de detección del incumplimiento (julio 2012), este monto es capitalizado por el periodo de catorce (14) meses hasta la fecha de cálculo de multa, empleando la tasa de costo de oportunidad del capital estimada para el sector (COK).
217. El detalle del beneficio ilícito se presenta en el cuadro N° 5, el cual incluye el costo evitado, el costo de oportunidad del capital, el tipo de cambio promedio y la UIT vigente.



Cuadro N° 5: Cálculo del Beneficio Ilícito

Descripción	Valor
CE: Costo Evitado de la elaboración del Instrumento de Gestión Ambiental para la intervención (remediación) de la laguna, a la fecha del incumplimiento (Julio 2012) ⁹²	\$73 982,47
COK en US\$ (anual) ⁹³	18,31%
COK en US\$ (mensual)	1,57%
T: Meses desde la fecha del incumplimiento hasta la fecha de cálculo de multa	14
Beneficio Ilícito a la fecha del cálculo de multa: $CE * (1 + COK)^T$	\$88 243,32
Tipo de cambio promedio (12 últimos meses) ⁹⁴	2,78
Beneficio Ilícito (S/.)	S/ 245 315,57
UIT-2013	S/ 3 700,00
Beneficio Ilícito en UIT	66,306UIT

⁹¹ El detalle del costo evitado es el siguiente:

	Descripción	%	Base	US \$ (Julio 2012)
A	Remediación			\$ 39 427,19
B	Citas Guerra Dirección Oficina de Laboratorio			\$ 10 367,17
C	Gastos generales	15%	A	\$ 5 912,58
D	Utilidad	15%	A+C	\$ 6 153,97
E	IGV	10%	A+B+D+E	\$ 3 120,45
Total				\$ 73 982,47



- a) Para la estimación del costo evitado se ha considerado la siguiente información:
 - Colegio de Ingenieros del Perú (2010). *Determinación y Cálculo de los Gastos Generales en Servicios de Consultoría de Ingeniería y Construcción de Obras*. Lima: CIP.
 - DORFLAB: *Environmental Analytical services*.
- b) OSINERGMIN (2011). *Estado Aplicación de la Metodología de Estimación del WACC-El caso del sector Hidrocarburos Peruano*. Lima: OSINERGMIN.
- c) ECRP (2013). *Serie estadísticas*. [Revisado en setiembre de 2015].

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos

218. De acuerdo con lo expuesto, el Beneficio Ilícito estimado para esta infracción asciende a 66,30 UIT.

ii) Valoración del Daño Ambiental (D)

219. De los medios probatorios que obran en el expediente, se ha identificado que la intervención a la laguna Shanshocochoa mediante el drenaje y remoción de los suelos generó que dicha laguna desapareciera en julio de 2012. En este sentido, la valoración del daño ambiental debe considerar la desaparición total de la laguna a partir de la fecha de su intervención.

220. De conformidad con el marco conceptual definido en la sección IV.2, la valoración ambiental en este caso se ha efectuado mediante el empleo del método de transferencia de beneficios, al igual que en el análisis para la infracción anterior.

221. Bajo este escenario, considerando que la fecha de incumplimiento (julio 2012) difiere de la fecha de los datos del estudio (mayo 2001), es preciso realizar el ajuste por inflación de este valor a la fecha de incumplimiento, lo que da como resultado una DAP transferida de S/. 13,3 mensuales por familia por mes.

222. El valor transferido, considerado como un flujo mensual, se actualiza por un período que se inicia en julio del 2012 cuando la laguna es intervenida y se prolonga a perpetuidad debido a que la referida intervención provocó su desaparición. Para ello, la actualización en función a la tasa de descuento del 4% anual⁶², que se realiza por un período perpetuo, da como resultado un valor actual de la DAP por daño ambiental ascendente a S/. 4.082,63 por familia, al que luego de aplicarse el ajuste por inflación a la fecha de cálculo de multa resulta en S/. 4.226,14. Cabe precisar que para la agregación de beneficios se consideró una familia promedio de 6 personas⁶³ para los distritos cercanos (Andoas y Trompeteros).

223. De otro lado, considerando que en la presente imputación se ha dispuesto el dictado de medidas correctivas, corresponde aplicar el veinticinco (25%) del valor del daño ambiental para la multa. El detalle del cálculo se presenta en el Cuadro N° 6.

⁶² Véase la Directiva General del Sistema Nacional de Inversión Pública (Resolución Directoral N° 003-2011-FF/661 Anexo SMP 10).

La Tasa Social de Descuento (TSD) representa el costo en que incurre la sociedad cuando el sector público extrae recursos de la economía para financiar sus proyectos. La tasa social de descuento anual para proyectos de inversión pública de servicios ambientales de reducción o mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero es 4%. En el presente caso, el escenario es un proyecto ambiental financiado mediante la DAP. Una tasa de descuento baja implica que la sociedad tiene mayor preferencia por la conservación de los bienes y servicios ambientales.

⁶³ Según la Encuesta Nacional de Hogares (ENAHOG) 2012 el tamaño del hogar en el departamento de Loreto es de 5,8% menores. De acuerdo con la información del Censo 2007, en los distritos de Andoas y Trompeteros el tamaño familiar es cercano a 6 miembros.



Cuadro N° 6: Cálculo del Daño

Concepto	Valor
DAP (BiodoS) valor de la disposición a pagar por conservación de la calidad ambiental (S/. Mensuales por familia, mayo 2001) ⁴⁴	10,00
Ajuste por inflación (por transferencia de valor unitario)	1,53
DAP (PolicySite) valor de la disposición a pagar por conservación de la calidad ambiental (S/. mensuales por familia, a la fecha de incumplimiento, Julio 2012)	S/. 13,30
Tasa de descuento (4% Anual) ⁴⁵	4%
Tasa de descuento (Mensual)	0,33%
Periodo del daño ambiental (Meses)	perpetuidad
Valor actual del flujo de la DAP por familia, a la fecha de incumplimiento	4.062,66
Ajuste por inflación a la fecha de cálculo de multa ⁴⁶	1,04
Valor actual del flujo de la DAP por familia, a la fecha del cálculo de multa	S/. 4.225,14
N° de Hogares en la zona del incidente (distritos de Andoas y Trompeteros) ⁴⁷	2974
Total de la Valoración del Daño ambiental	S/. 12.565.566,36
a) Proporción del daño ambiental en la multa (%)	25%
a) B: Proporción del daño ambiental en la multa (S/.)	S/. 3.141.391,59
Unidad Impositiva Tributaria (UIT) 2013:	S/. 3.703,00
a) B: Proporción del daño ambiental en la multa (UIT)	849,02 UIT



a) Fuentes:

- YarraguirreJ. (2001). Valoración económica del daño ambiental ocasionado por derrame de petróleo en la localidad de San José de Savalindo-Loreto, en Greco M y R. Lizano (Eds.), Valoración Económica de la Diversidad Biológica y Servicios Ambientales en el Perú. Lima: INENABIODOL.
- BCRP (2013). Series estadísticas: <http://estadisticas.bcrp.gob.pe/> [Revisado en setiembre de 2013]
- b) Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) –Tasas sociales de descuento específicas para PIP de servicios ambientales de reducción o mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero. Directiva General del Sistema Nacional de Inversión Pública. Resolución Directoral N° 003-2011-EF/26.01. (Anexo SNP 10).
- c) BCRP (2013). Series estadísticas: <http://estadisticas.bcrp.gob.pe/> [Revisado en setiembre de 2013]
- d) INEI:
 - Instituto Nacional de Estadística-INEI (2009) Perú. Estimaciones y proyecciones de población 1950-Lima: INEI
 - Encuesta Nacional de Hogares – ENAHO 2012

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos

224. De acuerdo con el proceso de valoración económica, el valor del veinticinco (25%) del daño ambiental asciende a 849,02 UIT.

iii) Probabilidad de detección (p)

225. Adicionalmente a los fundamentos expuestos sobre la probabilidad de detección en la Primera infracción, debe considerarse para este caso que el hecho que Pluspetrol Norte haya intervenido la laguna sin contar con la autorización de la autoridad competente, redujo las posibilidades de fiscalización de la autoridad debido a su desconocimiento de la realización de las actividades de drenaje y remoción de suelos a cargo de dicha empresa. En consecuencia, corresponde considerar una probabilidad de detección baja⁴⁴ (p = 0,25).

⁴⁴ Conforme con la Tabla 1 del Anexo II de la Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores agravantes y atenuantes a utilizar en la graduación de sanciones, de acuerdo a lo establecido en el artículo 6° del Decreto Supremo 007-2012-MINAM, aprobado mediante Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 036-2013-DEFA/PCD.



IV) Factores agravantes y atenuantes (F)

226. En este caso, se ha estimado la valoración del impacto o daño real asociado al incumplimiento, por lo tanto, no se aplicará el factor (f1) relativo a la gravedad del daño al ambiente. Sin embargo, se ha considerado aplicar los siguientes factores agravantes: (f2) Perjuicio económico causado, (f4) Repetición y/o continuidad en la comisión de la infracción y (f6) Adopción de medidas necesarias para revertir las consecuencias de la conducta infractora.
227. En relación con el perjuicio económico causado (f2), se ha considerado que la infracción detectada tuvo lugar en una zona que posee un nivel de pobreza significativo y que, por tratarse de una población vulnerable, merece una mayor protección. En el presente caso, la infracción ocurrió en el distrito de Andoas, provincia de Datem del Marañón, departamento de Loreto, cuyo nivel de pobreza total es mayor a 78,2%³⁶. En consecuencia, corresponde aplicar una calificación de 60% para el factor agravante (f2).
228. En relación con la repetición y/o continuidad en la comisión de la infracción (f4), debe considerarse que Pluspetrol Norte fue sancionado mediante Resolución Directoral N° 124-2012-OEFA/DFSAI del 16 de mayo de 2012, por haber efectuado plataformas para perforación de pozos, sin contar con un Instrumento de Gestión Ambiental aprobado por la autoridad competente³⁷. La tipificación de dicha sanción se encuentra prevista en el numeral 3.4.1 de la Resolución N° 028-2003-OS/CD.
229. En el presente caso, la sanción aplicable por la comisión de esta infracción se refiere también al inicio de actividades sin contar con un instrumento de gestión ambiental previamente aprobado por la autoridad competente, la cual se encuentra tipificada en el numeral 3.4.1 de la Resolución N° 028-2003-OS/CD, por lo que corresponde declarar reincidente a Pluspetrol Norte y, en consecuencia, disponer su incorporación en el Registro de Infractores Ambientales.
230. En atención a lo expuesto, se advierte que Pluspetrol Norte fue sancionada dentro de los cuatro (4) años anteriores por la comisión del mismo tipo infractor, en virtud a una resolución que agotó la vía administrativa. Por tanto, corresponde aplicar una calificación de 20% para el factor agravante (f4).
231. De otro lado, respecto a la adopción de las medidas necesarias para revertir las consecuencias de la conducta infractora (f6), es pertinente señalar que de los medios probatorios que obran en el expediente, se puede evidenciar que Pluspetrol Norteno adoptó las medidas pertinentes para restituir los efectos generados. En consecuencia, corresponde aplicar una calificación de 30% para el factor agravante (f6).
232. Asimismo, de lo actuado en el expediente, no se evidencia la existencia de atenuantes aplicables a la presente infracción.

³⁶ Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI (2009). Mapa de pobreza Provincial, Distrito 2009. Lima: INEI.

³⁷ Cabe señalar que, mediante Resolución N° 167-2013-OEFA/TEA del 17 de setiembre de 2013, el Titular de Fiscalización Ambiental confirmó dicha decisión, declarándose agotada la vía administrativa en dicho extremo.



233. En ese sentido, los factores agravantes de la sanción resultan en un valor de 2,10 (210%). El resumen se muestra a continuación:

Cuadro N° 7: Factores Agravantes y Atenuantes

Factores	Calificación
11. Gravedad del daño al ambiente.	-
12. Perjuicio económico causado.	60%
13. Aspectos ambientales o fuentes de contaminación.	-
14. Repetición y/o continuidad en la comisión de la infracción.	20%
15. Subseñación voluntaria de la conducta infractora.	0%
16. Adopción de las medidas necesarias para revertir las consecuencias de la conducta infractora.	30%
17. Intencionalidad en la conducta del infractor.	0%
(11+12+13+14+15+16+17)	110%
Propuesta de factor agravante y atenuante: $F = (1+11+12+13+14+15+16+17)$	210%

(12) El incumplimiento implica un daño real en una zona con incidencia de pobreza total mayor 75,2%. Por lo tanto le corresponde una calificación de +60%.
 (14) La presente infracción ha sido sancionada por resolución consentida dentro de los 4 años anteriores, por lo que corresponde una calificación de +20%.
 (16) El infractor no adoptó medidas para revertir las consecuencias de la conducta infractora. Por lo tanto, le corresponde una calificación de +30%.

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos

v) Valor de la multa

234. Reemplazando los valores calculados, se obtiene lo siguiente:

$$Multa = \{[(66,30 + 849,02) / (0,25)] * [210\%]\}$$

$$Multa = 7.688,69 \text{ UIT}$$

235. La multa resultante es de 7688,69 UIT. El resumen de la multa y sus componentes se presenta en el Cuadro N° 8.

Cuadro N° 8: Resumen de la Multa

Componentes	Valor
Beneficio Ilícito (B)	66,30 UIT
Daño ambiental (a.D)	849,02 UIT
Probabilidad de detección (p)	0,25
Factores agravantes y atenuantes $F = (1+11+12+13+14+15+16+17)$	210%
Valor de la Multa en UIT $\{(B+a.D)/p\} * F$	7.688,69UIT

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos

236. Sin perjuicio de lo expuesto, de conformidad con lo establecido por el numeral 3.4.1 de la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, el límite máximo de la multa aplicable para esta infracción es de dos mil (2.000) UIT. En consecuencia, corresponde imponer una multa de dos mil (2.000) UIT.



IV.4.3 Infracción: Incumplir con informar sobre la regularización de los trabajos de intervención en la laguna Shanshocochoa al OEFA, infringiendo lo establecido en el rubro 4 de la Ley y la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.

237. El ilícito administrativo es sancionable con una multa de 1 a 50 UIT, de acuerdo con el rubro 4 de la Tipificación de Infracciones Generales y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN.

1) Beneficio Ilícito (B)

238. El beneficio ilícito proviene del costo evitado por el administrado al incumplir las obligaciones ambientales. En este caso, Pluspetrol Norte no cumplió con presentar al OEFA, dentro del plazo de diez (10) días hábiles, el documento que acreditara la presentación de un instrumento de gestión ambiental fiscalizable, el cual fue solicitado en la supervisión especial del 11 al 18 de julio de 2012. El plazo para cumplir con dicho requerimiento de información venció el 31 de julio de 2012⁹⁷.



239. En un escenario de cumplimiento, el administrado lleva a cabo las inversiones necesarias para contratar los servicios profesionales y técnicos de un ingeniero ambiental y un personal de apoyo técnico que garanticen las coordinaciones pertinentes para garantizar la presentación de la información requerida, dentro del plazo establecido por la supervisión⁹⁸.

240. Una vez estimado el costo evitado en dólares a la fecha de detección del incumplimiento (julio 2012), este monto es capitalizado por el periodo de trece (13) meses hasta la fecha de cálculo de multa, empleando la tasa de costo de oportunidad del capital estimada para el sector (COK).

241. El detalle del beneficio ilícito se presenta en el Cuadro N° 9, el cual incluye el costo evitado, el costo de oportunidad del capital, el tipo de cambio promedio y la UIT vigente.

Cuadro N° 9: Cálculo del Beneficio Ilícito.

Descripción	Valor
CE: Costo Evitado por no informar lo solicitado en la Inspección de campo en el plazo establecido (julio 2012) ⁹⁹	\$4 955,84
COK en US\$ (anual) ⁹⁹	18,31%
COK en US\$ (mensual)	1,27%
T: Meses desde la fecha de incumplimiento hasta la fecha de cálculo de multa	13
Beneficio Ilícito a la fecha de cálculo de multa: CE*(1+COKmensual) ⁹⁹	\$8 837,17
Tipo de cambio promedio (12 últimos meses) ⁹⁹	2,75

⁹⁷ Ver Informe de Supervisión N° 682-2012-OEFA/OS.

⁹⁸ El detalle del costo evitado es el siguiente:

Descripción	US\$ (Julio 2012)
Ingeniero (Quince días de labores)	\$ 4 282,83
Apoyo Técnico (Quince días de labores)	\$ 673,02
Total	\$ 4 955,84



Descripción	Valor
Beneficio ilícito (S/.)	S/ 16,227.34
UIT: 2013	S/ 3,709.00
Beneficio ilícito en UIT	4.39UIT

- a) Para la estimación del costo evitado se ha considerado la siguiente información:
 - Colegio de Ingenieros del Perú (2016). Determinación y Cálculo de los Costos Generales en Servicios de Construcción de Infraestructura y Construcción de Obras, Lima: CIP.
 - COPEL SA. Environmental analytical services.
 b) OSINERGMIN (2011). Estudio Aplicación de la Metodología de Estimación del IVAOC. El caso del sector Hidrocarburífero Privado, Lima: OSINERGMIN.
 c) BCRP (2013). Series estadísticas. [Revisado en agosto de 2013].

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Afijación de Incentivos

242. De acuerdo con lo expuesto, el Beneficio ilícito estimado para esta infracción asciende a 4.39 UIT.

ii) Probabilidad de detección (p)

243. En este caso, se advierte que la falta de presentación de la información requerida por la autoridad administrativa pudo ser advertida fácilmente, luego de haber transcurrido el plazo otorgado para dicho cumplimiento. En ese sentido, la probabilidad de detección en el presente caso es alta, es decir, equivale a 1 (100%).



iii) Factores agravantes y atenuantes (F)

244. En este caso, de los medios probatorios que obran en el expediente, no se ha identificado la existencia de los factores agravantes y atenuantes recogidos en la Resolución N° 035-2013-OEFA/PCD⁹⁹ por lo que, en la fórmula de la multa, se ha consignado un valor de 1 (100%). Es decir, el monto de la multa no se verá afectado por dichos factores.

iv) Valor de la multa

245. Reemplazando los valores calculados, se obtiene lo siguiente:

$$Multa = [(4.39) / (1.00)] * [100\%]$$

$$Multa = 4.39 UIT$$

246. La multa resultante es de 4.39 UIT. El resumen de la multa y sus componentes se presenta en el Cuadro N° 10.

⁹⁹ Conforme con las Tablas N° 2 y 3 del Anexo II de la Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores agravantes y atenuantes a utilizar en la graduación de sanciones, aprobada mediante Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 035-2013-OEFA/PCD.

FACTORES AGRAVANTES Y ATENUANTES	
Factores	Calificación
1) Gravedad del daño al ambiente	100%
2) Perjuicio económico causado	
3) Aspectos ambientales o fuerzas de contaminación	
4) Respuesta y/o contribución en la comisión de la infracción	0%
5) Subsanación voluntaria de la conducta infractora	0%
6) Adopción de las medidas necesarias para revertir las consecuencias de la conducta infractora	0%
7) Intencionalidad en la conducta del infractor	0%
M ₁ +M ₂ +M ₃ +M ₄ +M ₅ +M ₇	5%
Factor agravante y atenuante: F = (1+1+1+0+0+0+0)	100%



Cuadro N° 10: Resumen de la Multa:

Componentes	Valor
Beneficio Ilícito (B)	4.39 UIT
Probabilidad de detección (p)	1.00
Factores agravantes y atenuantes: $F = (1+11 + 2+13+14+15+16+17)$	100%
Valor de la Multa en UIT: $(B/p) \cdot (F)$	4.39UIT

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos

IV.4.4 Infracción: No comunicar al OEFA, dentro de las veinticuatro (24) horas, la afectación ambiental a la laguna Shanshocochoa, infringiendo lo establecido en el artículo 6° de la de la Resolución de Consejo Directivo N° 172-2009-OS/CD.

247. El presente ilícito administrativo es sancionable con una multa de hasta 35 UIT, de acuerdo con el numeral 1.3 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OS/NERGMIN.

i) Beneficio Ilícito (B)

248. El beneficio ilícito proviene del costo evitado por el administrado al incumplir las obligaciones ambientales. En este caso, Pluspetrol Norte no comunicó al OEFA, dentro de las veinticuatro (24) horas, la afectación ambiental a la laguna Shanshocochoa, la cual fue constatada en la visita del Grupo de Trabajo en conjunto con la Dirección de supervisión del OEFA a las instalaciones del yacimiento Capahuari Sur, efectuada en junio 2012.

249. En un escenario de cumplimiento, el administrado lleva a cabo las inversiones necesarias para contratar los servicios profesionales y técnicos de un ingeniero ambiental y un personal de apoyo técnico que realicen las coordinaciones pertinentes para garantizar la comunicación de la afectación ambiental, de manera inmediata, dentro de las 24 horas de acontecida dicha afectación¹⁶⁰.

250. Una vez estimado el costo evitado en dólares a la fecha de detección del incumplimiento (junio 2012), este monto es capitalizado por el periodo de catorce (14) meses, hasta la fecha de cálculo de multa, empleando la tasa de costo de oportunidad del capital estimada para el sector (COK).

251. El detalle del beneficio ilícito se presenta en el Cuadro N° 11, el cual incluye al costo evitado, el costo de oportunidad del capital, el tipo de cambio promedio, y la UIT vigente:



¹⁶⁰ El detalle del costo evitado es el siguiente:

Descripción	US \$ (Junio 2012)
Ingeniero (Dos días de labores)	\$ 588.00
Apoyo Técnico (Ocho días de labores)	\$ 19.26
Total:	\$ 607.26



Cuadro N° 11: Cálculo del Beneficio Ilícito

Descripción	Valor
CE: Costo Evitado de no comunicar la afectación ambiental en 24 horas (junio 2012) ¹⁰⁾	\$656,03
GOK en US\$ (anual) ¹¹⁾	16,31%
GOK en US\$ (mensual)	1,27%
T: Meses desde la fecha de incumplimiento hasta la fecha de cálculo de multa (agosto 2013)	14
Beneficio ilícito a la fecha del cálculo de multa: $CE * (1 - GOK^{mensual})^T$	\$764,87
Tipo de cambio promedio (12 últimos meses) ¹²⁾	2,78
Beneficio ilícito (S/.)	S/ 2.181,94
UIT 2013	S/ 3.700,00
Beneficio Ilícito en UIT	0,59 UIT

- a) Para la estimación del costo evitado se ha considerado la siguiente información:
 - Colegio de Ingenieros del Perú (2010). *Determinación y Cálculo de los Gastos Generales en Servicios de Consultoría de Ingeniería y Consultoría de Obras*. Lima: CIF CORPLAB. Environmental analytical services.
- b) OSINERGMIN (2011). *Estudio Aplicación de la Metodología de Estimación del WACC. El caso del sector Hidrocarburífero Peruano*. Lima: OSINERGMIN.
- c) BCRP (2013). *Series estadísticas*. <http://estadisticas.bcrp.gob.pe/> (Revisado en febrero de 2013).

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos



252. De acuerdo con lo expuesto, se obtiene que el Beneficio Ilícito estimado para esta infracción asciende a 0,59 UIT.

ii) Probabilidad de detección (p)

253. El área impactada se encontraba ubicada en una zona de difícil acceso, lo que pudo dificultar la realización de una supervisión y, en consecuencia, la eventual detección de la conducta infractora. Asimismo, el hecho que la laguna impactada no haya sido incluida dentro del área del Lote TAB (zona PAC) impidió que la autoridad administrativa advierta la existencia de dicha laguna y su potencial afectación, al no contar con el registro de dicha información en su base de datos.

254. En consecuencia, corresponde considerar una probabilidad de detección baja ¹³⁾ ($p = 0,25$).

iii) Factores agravantes y atenuantes (F)

255. En este caso concreto de los medios probatorios que obran en el expediente, no se ha identificado la existencia de factores agravantes y atenuantes recogidos en la Resolución N° 035-2013-OEFA/PCD, por lo que, en la fórmula de la multa, se ha consignado un valor de 1 (100%). Es decir, el monto de la multa no se verá afectado por dichos factores.

¹⁰⁾ Conforme con la Tabla 1 del Anexo II de la Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores agravantes y atenuantes a aplicar en la graduación de sanciones, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5° del Decreto Supremo 067-2012-RE/MIN, aprobado mediante Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 035-2013-OEFA/PCD.



iv) Valor de la multa

256. Reemplazando los valores calculados, se obtiene lo siguiente:

$$M_{multa} = [(0,59) / (0,25)] * (100\%)$$

$$M_{multa} = 2,36 \text{ UIT}$$

257. La multa resultante es de 2,36 UIT. El resumen de la multa y sus componentes se presenta en el Cuadro N° 12.

Cuadro N° 12: Resumen de la Multa

Componentes	Valor
Beneficio ilícito (B)	0,59 UIT
Probabilidad de detección (p)	0,25
Factores agravantes y atenuantes: $F = (1+11+12+13+14+15+16+17)$	1,0900
Valor de la Multa en UIT (B/p):(F)	2,36 UIT

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos

258. En atención a lo expuesto, corresponde sancionar a Pluspetrol Norte con una multa total de cinco mil cuatrocientos dieciséis y 90/100 (5 416,90) UIT, de acuerdo al siguiente detalle:

- Primera infracción: Corresponde imponer una multa de **3 410,15 UIT**.
- Segunda infracción: Si bien la multa estimada asciende a 7688,69 UIT, considerando el límite máximo de la multa para esta infracción, corresponde imponer una multa ascendente a **2 000 UIT**.
- Tercera infracción: Corresponde imponer una multa ascendente a **4,39 UIT**.
- Cuarta infracción: Corresponde imponer una multa ascendente a **2,36 UIT**.

VI. MEDIDA CORRECTIVA

259. El inciso 1 del artículo 22^o de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental señala que el OEFA podrá "ordenar las medidas correctivas necesarias para revertir, o disminuir en lo posible, el efecto nocivo que la conducta infractora hubiera podido producir en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas".

260. Los Lineamientos para la Aplicación de las Medidas Correctivas aprobados por Resolución del Consejo Directivo N° 010-2013-OEFA/CD establecen las directrices y metodología para la aplicación de medidas correctivas por parte del OEFA.





267. Nuestro ordenamiento jurídico, a través de la Ley General del Ambiente, hace referencia a la finalidad de la conservación de los ecosistemas, particularmente de los frágiles:

Artículo 98. - De la conservación de ecosistemas:

La conservación de los ecosistemas se orienta a conservar los ciclos y procesos ecológicos, a prevenir procesos de su fragmentación por actividades antrópicas y a dictar medidas de recuperación y rehabilitación, dando prioridad a ecosistemas especiales o frágiles.

(El subrayado es nuestro).

268. Los ecosistemas frágiles son definidos como aquellos cuyas poblaciones naturales, su diversidad ó sus condiciones de estabilidad decrecen peligrosamente o desaparecen debido a factores exógenos¹⁰⁶.

269. En este orden, los humedales son clasificados como ecosistemas frágiles, por lo que, al albergar especies de flora y fauna, el Estado reconoce su importancia y la necesidad de protegerlos¹⁰⁷.

Humedales

270. Los humedales fueron definidos en la Convención Relativa a los Humedales de Importancia Internacional, como "las extensiones de marismas, pantanos y turberas, o superficies cubiertas de aguas, sean éstas de régimen natural ó artificial, permanentes o temporales, estancadas o corrientes, dulces, salobres o saladas, incluidas las extensiones de agua marina cuya profundidad en marea baja no exceda de seis metros".

271. Debido a que proporcionan biotopos privilegiados, los humedales tienen gran importancia en términos ecológicos, biológicos, hidrológicos y paisajísticos. Ello es producto de la confluencia de medios, sistemas y elementos naturales, lo que explica a su vez su alta productividad y la gran diversidad de especies.¹⁰⁸

272. En términos hidrológicos, desempeñan una importante función como elemento regulador, acumulando agua a través del denominado "efecto esponja"¹⁰⁹, transmitiéndola luego al manto acuífero subterráneo, y regulando el sistema bioacuíatico de ciertos estuarios¹¹⁰.

¹⁰⁶ Ministerio del Ambiente, Dirección General de Políticas, Normas e Instrumentos de Gestión Ambiental. Glosario de Términos para la Gestión Ambiental. Lima 2012, p. 67.

¹⁰⁷ Adicionalmente, cabe indicar que el artículo 99º de la Ley General del Ambiente establece un listado de especies y áreas reconocidas como ecosistemas frágiles, encontrándose entre ellos los humedales:

99.2. Los ecosistemas frágiles comprenden, entre otros, desiertos, tierras sembradas, montañas, zoolitos, páramos, jalca, bofedales, banos, islas pequeñas, humedales, lagunas alto andinas, tinas opíferas, breques de nébita y botóquea relicta.

99.3. El Estado reconoce la importancia de los humedales como hábitat de especies de flora y fauna, en particular de aves migratorias, priorizando su conservación en relación con otros usos.

¹⁰⁸ MARTÍN MATEO, Ramón. Tratado de Derecho Ambiental. Editorial Temis, Madrid, 1992. Volumen II, p. 167.

¹⁰⁹ El efecto esponja es cuando las cimas de los árboles interceptan las lluvias y suavizan su impacto sobre el suelo, durante la época de lluvia.

¹¹⁰ Véase pp. 167 y 168.



273. En ese sentido, los humedales cuentan con gran riqueza natural. Se encuentran habitados por una amplia gama de flora y fauna, y desempeñan un importante rol en la regulación hídrica, contribuyendo de manera natural a la conservación de ecosistemas.¹¹¹
274. Por todas esas razones, los Estados establecen políticas públicas destinadas a preservar los humedales. A modo de ejemplo, la administración española¹¹² ha declarado sus objetivos de proteger las zonas húmedas que importen interés natural o paisajístico.¹¹³
275. Ahora bien, en la selva existen diversos tipos de humedales; los más representativos son las lagunas (cochas), los pantanos, las restingas y los aguajales. Cabe señalar que las lagunas son cuerpos de agua, con similitud aparente a los lagos, y dimensiones variables, y cuya existencia responde a diversos orígenes.¹¹⁴
276. En el presente caso, al ser un medio clasificado como laguna o cocha, Shanshococha está comprendida dentro de la categoría de humedales, por lo que se encuentra protegida por las disposiciones sobre conservación de ecosistemas frágiles contenidas en la Ley General del Ambiente.



VI.2. Estado de la laguna Shanshococha

277. Conforme a lo expresado anteriormente, ha quedado acreditado que la laguna Shanshococha ha sido alterada en sus características físicas, químicas y biológicas, por lo que el ecosistema frágil que ella representaba no puede ser recuperado a su forma inicial, es decir, se trata de una situación irreversible. Ello configura una afectación ecológica que amerita la aplicación de una medida correctiva de compensación ambiental.

VI.3. Compensación ambiental por afectación en la laguna Shanshococha

278. Habiéndose determinado que la situación de la laguna Shanshococha es irrecuperable, corresponde el dictado de una medida correctiva de compensación ambiental. Para determinar el contenido de la medida de compensación, y su razonabilidad¹¹⁵, se analizará de manera previa la doctrina técnica y la jurisprudencia comparada.

¹¹¹ Se estima que los humedales contienen entre el diez (10) y veinte (20) por ciento (2%) del carbono orgánico terrestre, una cantidad de carbono equivalente a la presente en la atmósfera.

¹¹² LASAGABASTER, Inaki. *Derecho Ambiental Parte Especial III Agua, Atmósfera, Contaminación Acústica*. Lete Breso 2007. Tomo III. Pg. 114.

¹¹³ Dicho Estado ha elaborado un desarrollo normativo referido a las zonas húmedas en su Reglamento del Dominio Público Hidráulico, el cual determina que se debe realizar un inventario de zonas húmedas, desde se establecerán una serie de características de esas zonas, sus posibles permisos de protección, requiriendo toda intervención en las zonas húmedas autorización o concesión administrativa.

¹¹⁴ CERVANTES, Mauricio. "Conceptos fundamentales sobre ecosistemas acuáticos y su estado en México: importancia ecológica de los diversos tipos de ecosistemas acuáticos. Funciones y valores o servicios Ambientales". En: *Perspectivas de sobre conservación de los ecosistemas acuáticos en México*, 2002, pág. 38.

¹¹⁵ Las medidas correctivas o imponerse deberán observar el principio de razonabilidad en virtud del artículo 89 del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - Resolución de Consejo Directivo N° 012-2012-CEFA/CD y del numeral 22.3 del artículo 26° de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.



279. Asimismo, es pertinente señalar que, debido a que la extensión geográfica del impacto fue 0,2856 hectáreas, la implementación de la medida correctiva de compensación ambiental no requerirá la obtención previa de un instrumento de gestión ambiental¹¹⁸.

Las medidas de compensación ambiental

260. Las medidas de compensación ambiental se aplican ante impactos ambientales irrecuperables. Pese a que no logran anular o atenuar el impacto, lo contrarrestan mediante la introducción de acciones con efectos positivos¹¹⁹. Es decir, las medidas de compensación buscan sustituir una situación negativa por una acción positiva (elemento de igual valor o función)¹²⁰.

261. Así, por ejemplo, la pérdida de percepción de un paisaje, por construcción de una obra pública, industrial o urbana, puede ser compensada con la implantación de barreras verdes, o motivos vegetales paisajísticos que sustituyan, al menos en parte, la pérdida del paisaje primitivo. Otro ejemplo puede darse ante la destrucción de un conjunto de especies vegetales, por la construcción de una industria, en cuyo caso, la corrección consistirá en sustituir la vegetación destruida por la plantación de mismas especies en un erial próximo¹²¹.

262. Las medidas de compensación también tienen consecuencias de contraprestación, es decir, que si bien no pueden sustituir el impacto existente, efectúa el cambio de un impacto negativo en un lugar determinado, por un impacto positivo (lo más parecido a la situación primigenia antes del impacto)¹²².

263. Como ejemplo de medidas de compensación podemos mencionar las siguientes:

- (i) Reforestación compensatoria en terrenos próximos deforestados y con posibilidad de recuperación.
- (ii) Implantación de viveros y semilleros, y posterior plantación recuperando espacios degradados.
- (iii) Canales, acequias y zanjas de captación, conducción o desagüe de aguas en suelos próximos, para compensar la alteración de los cursos naturales de agua producidos en el entorno del proyecto.



118. Conforme lo señalado en los numerales 40, 50, 51 y 52 de la Resolución del Consejo Directivo N° 010-2013-UE/FF/CD.

119. Véase CONESA, Vicente, *Guía Metodológica para la Evaluación del Impacto Ambiental*, Madrid Ediciones Mundí - Prensa, Madrid, 2008, p. 306.

120. Sentencia C-852/11 de la Corte Constitucional de Colombia http://www.serviciojudicial.gov.co/portal/portal.jsp?_id=32174416.

Dato indicar que, la mencionada sentencia hace referencia al Decreto 2880 de 2010, el cual define las medidas de compensación como "actuaciones dirigidas a reparar y restituir a las comunidades, las regiones, localidades y al entorno natural por los impactos o efectos negativos generados por un proyecto, obra o actividad, que no puedan ser evitados, mitigados, reemplazados o sustituidos".

121. Véase CONESA, Vicente, *Guía Metodológica para la Evaluación del Impacto Ambiental*, Madrid Ediciones Mundí - Prensa, Madrid, 2008, p. 307.

122. *Ibidem*.



- (iv) Traslado de poblaciones faunísticas y vegetales a lugares acondicionados apropiadamente para su supervivencia y desarrollo; con el fin de evitar su extinción pues se prevé que sus habitats originales quedarán inhabitables. Así también se podría proceder con la instalación de explotaciones zoológicas y piscifactorías, para la recuperación de especies animales en peligro de extinción.

Experiencia internacional en materia de medidas correctivas por afectación de ecosistemas

284. La experiencia latinoamericana sobre adopción de medidas para corregir afectación a ecosistemas es gráfica e interesante, existiendo casos incluso a nivel judicial.

285. Por ejemplo, el 20 de junio 2006 la Corte Suprema de Justicia de Argentina condenó, entre otros, a cuarenta y cuatro (44) empresas que desarrollan actividad industrial por la contaminación ambiental causada en el río Matanza-Riachuelo¹⁰¹. Asimismo, se ordenó:

- Reportar el volumen, cantidad y descripción de los líquidos vertidos al río;
- Reportar si existen sistemas de tratamiento de residuos;
- Reportar si tienen seguros por actividades riesgosas al medio ambiente;
- Asegurar el uso ambientalmente adecuado de los recursos ambientales;
- Posibilitar la máxima producción y utilización de los diferentes ecosistemas;
- Garantizar la mínima degradación y desaprovechamiento;
- Promover la participación social en las decisiones fundamentales del desarrollo sustentable;
- Solicitar la aprobación de un estudio de impacto ambiental;
- Implementar un programa de educación ambiental.

286. En Chile, el 27 de julio de 2013 el Primer Juzgado Civil de Valdivia condenó a la empresa Celulosa Arauco y Constitución S.A. por la contaminación ambiental en el humedal del río Cruces¹⁰². Asimismo, ordenó:

- Realizar un estudio sobre el estado actual del humedal, incluyendo el estado de las aguas, flora y fauna que lo conforman, a cargo de un equipo interdisciplinario con expertos en biología, química y física;
- Crear un humedal artificial con carácter de centinela, con especies representativas del Humedal del río Cruces;



¹⁰¹ Caso Judicial Mendoza, Beatriz y otros v. Estado Nacional y otros daños y perjuicios (líquidos demandados de la contaminación ambiental de la Cuenca Matanza-Riachuelo). En dicho proceso judicial fueron demandados ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación (CSJN) al Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 44 empresas, 14 municipios, una sociedad del Estado y la Coordinación Ecológica Área Metropolitana S.E. (CEAMSE).

Cabe señalar que la contaminación ambiental provocó la muerte de osos de color negro en el Santuario de la Naturaleza, considerado como zona Ramsar.

Falso disponible en: <http://www.edf.org/argentina/contaminacion/2011/07/2011-07-20-Caso-Matanza-Riachuelo.pdf>

¹⁰² Caso Celulosa Arauco por el desastre ambiental en Río Cruces de Valdivia. En dicho proceso judicial fue demandada la empresa Celulosa Arauco S.A.

Falso disponible en: <http://edf.org/argentina/contaminacion/2013/07/2013-07-20-Caso-Celulosa-Arauco.pdf>



- Realizar un programa de monitoreo medio ambiental constante, por un periodo no inferior a cinco años;
- Crear un centro de investigación de humedales y desarrollar programas comunitarios sobre el tema;
- Realizar programa de desarrollo comunitario relacionado con el humedal.

Medida correctiva de compensación ambiental de las condiciones físicas, químicas y biológicas de la laguna Shanshococho y su entorno

287. Como se ha mencionado anteriormente, se ha acreditado que Pluspetrol Norte incurrió en una infracción al Numeral 3.4.1 de la Resolución N° 028-2003-OS/CD en tanto intervino el área de la laguna Shanshococho mediante acciones de drenaje y remoción de suelos, empleando el método Landfarming, sin contar con un instrumento de gestión ambiental aprobado.

288. La laguna Shanshococho ha sido alterada en sus características físicas, químicas y biológicas (pérdida ecológica), lo que impide la recuperación del ecosistema a su forma inicial. Al respecto, la pérdida de un ecosistema se presenta cuando, por procesos de transformación y degradación del paisaje, el tamaño, el contexto paisajístico o la riqueza de los elementos del ecosistema son perturbados y disminuidos; iniciándose procesos de pérdida y extinción local o regional¹²³.



289. Las siguientes fotografías evidencian el estado de la laguna Shanshococho antes y después de la intervención de Pluspetrol Norte:



Antes de la intervención

Después de la intervención

290. La situación no solo es impactante por la desaparición de la laguna, sino también por otros efectos ecológicos y biológicos que ello implica, como la desaparición de especies de flora y fauna¹²⁴ a consecuencia de la privación de su hábitat¹²⁵.

¹²³ Véase Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Viceministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Dirección de Bosques, Biodiversidad y Servicios Ecosistémicos, Manual para la Aplicación de Compensaciones por Pérdida de Biodiversidad, Agosto 2012, pág.6. Disponible en: http://www.datamétrica.com.pe/documentos/2012/08/21/manual_compensaciones_biodiversidad.pdf

¹²⁴ Al respecto ver Anexo 6 de la presente resolución.

¹²⁵ FERNÁNDEZ SOTO, Manuel y otros., "La Desecación de la Laguna de Antela", Boletín de la Asociación de Geólogos Españoles, N° 57, 2011, pag. 8. Disponible en: <http://www.biodiversidad.gob.es/conservacion/conservacion.pdf>

Los mencionados autores comentan la experiencia española de la desecación de la laguna de Antela, la cual genera:



291. Como se ha indicado, al no ser posible recuperar el estado original de la laguna Shanshococho, esta Dirección considera que corresponde la aplicación de una medida de compensación ambiental razonable en atención a la pérdida irreparable de la misma debido a las actividades de drenaje efectuadas por Pluspetrol Norte.

Dicha medida debe contemplar el bien ambiental afectado y la protección de los ecosistemas involucrados en la zona impactada.

292. Para determinar y cuantificar la medida que tendrá como finalidad compensar en términos ambientales las condiciones físicas, químicas y biológicas de la laguna Shanshococho y su entorno, se deberá tener en cuenta los siguientes factores: (i) áreas a compensar; (ii) la ubicación de la zona a compensar; y, (iii) formas y acciones para realizar la compensación ambiental.

(i) **Áreas a compensar**

293. Tal como ha sido mencionado previamente, la laguna Shanshococho se encuentra ubicada en el distrito de Andoas, provincia Datem del Marañón, departamento de Loreto. Abarca un área aproximada de 0.2856 hectáreas (ha), que equivale a 2856.52 m². Según los Informes de Supervisión mencionados anteriormente, se verificó que el área afectada producto de la intervención realizada por Pluspetrol Norte comprende la totalidad de la laguna, y su entorno.

(ii) **Ubicación de la zona a compensar**

294. Dado que en el Lote 1AB existen ecosistemas frágiles, esta Dirección debe prever que la medida a implementar no perjudique otros ecosistemas, por lo que la medida correctiva deberá considerar referencialmente la ubicación de la laguna Shanshococho a coordenadas 0340490E 9692294N.

(iii) **Formas y acciones para realizar la compensación ambiental**

295. Considerando lo anteriormente expuesto, corresponde disponer como medida correctiva de aplicación progresiva, la compensación ambiental por la pérdida irreparable de la laguna Shanshococho, debido a las actividades de drenaje y remoción de suelos efectuadas por Pluspetrol Norte S.A. Dicha medida consistirá en generar una nueva laguna o, de ser el caso, potenciar o proteger un cuerpo de agua o zona dentro del área de influencia del lugar afectado, según sea determinado en un estudio hidrogeológico que Pluspetrol Norte S.A. deberá realizar previamente. Tal estudio determinará los alcances de la compensación ambiental a ser efectuada mediante la medida correctiva.

296. Cabe indicar que el estudio hidrogeológico resulta necesario para (i) determinar las fuentes y volúmenes de agua existentes en la zona impactada y evaluar la factibilidad de generar un nuevo espejo de agua (de modo que la medida correctiva sea efectiva), y (ii) garantizar que esta medida no altere el ecosistema existente generando impactos negativos adicionales en sus diferentes componentes ambientales.

- a) Extinción de once (11) especies de aves reproductoras en García.
- b) Migración de aves acuáticas a otros espacios húmedos.
- c) Desaparición de los horqueros de ribera.
- d) Desaparición de insectos moderadores de la vegetación, como proyección de semillas y acción cortavientos.



impacto ambiental sea mínimo. Este estudio deberá contener entre otros aspectos el origen y la disponibilidad de recurso hídrico y, asimismo, deberá contemplar la estacionalidad del río Pastaza (Vaciante – Creciente). Para el desarrollo del estudio hidrogeológico, se otorga un plazo de noventa (90) días hábiles, contados a partir de la aprobación de la propuesta técnica por parte del OEFA.

- Luego de la aprobación del estudio hidrogeológico por parte del OEFA, y considerando los resultados del mismo, Pluspetrol Norte deberá presentar la propuesta técnica final que garantice la viabilidad de la medida correctiva ordenada, en un plazo de noventa (90) días hábiles contados a partir de la referida aprobación de los resultados del estudio hidrogeológico.

En tal sentido, y de ser el caso, se presentará un diseño de las características que debería tener el nuevo ecosistema, de modo que se convierta en un humedal que cumpla con las características de laguna (cocha). El diseño de las características del nuevo ecosistema deberá contener:



- Antecedentes.
- Generalidades: Condiciones actuales de fauna y flora (inventario de poblaciones) y calidad de hábitat de la zona.
- Objetivo.
- Materias y métodos: Ubicación y dimensiones, Medio Abiótico, Geomorfología e hidrología, Medio biótico, Fitoplancton, Zooplancton, Flora, Fauna, Monitoreo (agua y suelo).
- Plan de manejo, Plan de contingencia.
- Recomendaciones.
- Equipo de especialistas multidisciplinarios.
- Referencias bibliográficas.

c.2. Monitoreo limnológico y medidas de protección para los ecosistemas acuáticos de agua adyacentes

- Desarrollar un programa de monitoreo limnológico de los cuerpos de agua adyacentes a la zona donde se ubicaba la laguna Shanshoopcha, el cual deberá incluir la determinación de los parámetros físicos, químicos, hidrobiológicos y de diversidad, considerando la estacionalidad y régimen hídrico.

La periodicidad de los monitoreos será la siguiente:

- Trimestral durante el primer año (contado a partir de la notificación de la presente resolución).
- Semestral a partir del segundo año (contado a partir de la notificación de la presente resolución).
- El plazo para la presentación de dichos monitoreos ante el OEFA será dentro de los quince (15) días hábiles siguientes al vencimiento del trimestre o semestre, respectivamente.
- Cabe indicar que en virtud de los monitoreos se deberán adoptar las medidas de protección idóneas para la preservación de los ecosistemas acuáticos adyacentes.



d) Acreditación del cumplimiento y fiscalización del OEFA:

- Pluspetrol Norte deberá informar a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA los resultados de la ejecución de cada etapa descrita en los plazos establecidos precedentemente, a fin de dar cumplimiento al mandato contenido en la presente resolución.
- En todas estas etapas de cumplimiento se deberá tomar como referencia la Descripción del Proyecto del Programa de Adecuación y Manejo Ambiental del Lote 1-AB.

298. A continuación, se presenta gráficamente el cronograma de cumplimiento de la medida correctiva ordenada:

Cronograma de cumplimiento de la medida correctiva



Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos

299. Por las consideraciones anotadas, esta autoridad ordena a Pluspatrol que cumpla con la medida correctiva de aplicación progresiva, consistente en la compensación ambiental por la pérdida irreparable de la laguna Shanstococha, debido a las actividades de drenaje y remoción de suelos efectuadas por Pluspetrol Norte S.A. Dicha medida consistirá en generar una nueva laguna o, de ser el caso, potenciar o proteger un cuerpo de agua o zona dentro del área de influencia del lugar afectado, según sea determinado en un estudio hidrogeológico que Pluspetrol Norte S.A. deberá realizar previamente. Tal estudio determinará los alcances de la compensación ambiental a ser efectuada mediante la medida correctiva.



300. Cabe indicar que la medida de compensación ambiental que se dispone, tiene como finalidad que Pluspetrol Norte sustituya en lo posible el bien afectado, que es el ecosistema que existía en la zona de la laguna Shanshococho. En ese sentido, ante el hecho consumado del drenaje y desaparición de la laguna, a través de la presente Resolución el OEFA desarrolla de manera detallada cada paso que debe elaborar y ejecutar Pluspetrol Norte para dar cumplimiento a la medida correctiva ordenada. Por tanto, no resulta necesario que la empresa solicite la aprobación de un instrumento de gestión ambiental aprobado por la autoridad sectorial respectiva¹²⁷.
301. El incumplimiento de la medida correctiva establecida en la presente Resolución amerita la imposición de una multa coercitiva no menor a una (1) ni mayor a cien (100) Unidades Impositivas Tributarias, la cual podrá ser duplicada sucesiva e ilimitadamente hasta verificarse el cumplimiento de la medida correctiva ordenada, conforme lo establecido en el numeral 41.2 del artículo 41° del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA.

En uso de las facultades conferidas en el inciso n) del artículo 40° del Reglamento de Organización y Funciones del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-MINAM;



SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarar improcedente la solicitud de nulidad de la Carta N° 278-2013-OEFA/DFS/SDI del 6 de setiembre de 2013 presentada por Pluspetrol Norte S.A., por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2°.- Archivar el presente procedimiento administrativo sancionador iniciado contra Pluspetrol Norte S.A., por la presunta comisión de los hechos que se indican a continuación, de conformidad con los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la presente resolución:

N°	Presunta conducta infractora	Norma que tipifica la presunta infracción administrativa
1.	La empresa Pluspetrol Norte no cumplió con su obligación de identificar y remediar la laguna Shanshococho del Yacimiento Capashan Sur, tal como lo señalaba el Plan Ambiental Complementario (PAC) del Lote LAB, aprobado por Resolución Directoral N° 153-2005-MEM/AE.	Artículo 7° de las Disposiciones para la presentación del Plan Ambiental Complementario – PAC por parte de las empresas que realizan actividades de hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 002-2005-EM.
2.	La empresa Pluspetrol Norte no cumplió con remediar oportunamente la laguna Shanshococho ubicada dentro de la zona de influencia de las instalaciones del Yacimiento Capashan Sur, de acuerdo a lo establecido en el PAC del Lote LAB.	Artículo 7° de las Disposiciones para la presentación del Plan Ambiental Complementario – PAC por parte de las empresas que realizan actividades de hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 002-2005-EM.

Artículo 3°.- Sancionar a Pluspetrol Norte S.A. con una multa ascendente a cinco mil cuatrocientos dieciséis y 90/100 (S 416,90) Unidades Impositivas Tributarias vigentes a la fecha de pago, por la comisión de las infracciones que se indican a continuación, de conformidad con los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la presente resolución.

¹²⁷ Adicionalmente, cabe señalar que tal como se cumplió en los Lineamientos para la Aplicación de las Medidas Correctivas del OEFA, dado que el área a ser compensada es menor a 10 000 m² no resulta necesario la aprobación de un instrumento de gestión ambiental para la ejecución de la medida correctiva ordenada en la presente resolución.



N°	Conducta Infractora	Norma que tipifica la infracción administrativa	Norma que tipifica la sanción	Sanción
1	La laguna Shanshococho de encovecha afectada de hidrocarburo lo cual es responsabilidad de Pluspetrol Norte.	Artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM.	Numeral 1.3 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSNEREGMIN, aprobada por Resolución del Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias.	\$410.15 UIT
2	La empresa Pluspetrol Norte realizó una intervención a la laguna Shanshococho y áreas adyacentes consistente en el drenaje y remoción de los suelos sin contar con un instrumento de gestión ambiental.	Numeral 3.4.1 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de OSNEREGMIN, aprobada por Resolución del Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias.	Numeral 3.4.1 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de OSNEREGMIN, aprobada por Resolución del Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias.	2.000 UIT
3	La empresa Pluspetrol Norte no cumplió con informar al OEFA lo solicitado en la inspección de campo dentro del plazo establecido para ello.	Libro 4 de la Tipificación de Infracciones Generales y Escala de Multas y Sanciones, aprobada mediante Resolución N° 028-2005-OS/CD y sus modificatorias.	Libro 4 de la Tipificación de Infracciones Generales y Escala de Multas y Sanciones, aprobada mediante Resolución N° 028-2005-OS/CD y sus modificatorias.	4.35 UIT
4	La empresa Pluspetrol Norte S.A no comunica al OEFA dentro de las 24 horas la afectación ambiental a la laguna Shanshococho, hecho que califico como un suceso accidente ambiental.	Artículo 6° del Procedimiento para el reporte y estadísticas en materia de emergencias y enfermedades profesionales en las actividades del subsector hidrocarburo, aprobado por Resolución del Consejo Directivo N° 172-2009-OS/CD.	Numeral 1.3 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSNEREGMIN, aprobada por Resolución del Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias.	2.35 UIT

Artículo 4°- Ordenar como medida correctiva de aplicación progresiva, la compensación ambiental por la pérdida irreparable de la laguna Shanshococho, debido a las actividades de drenaje y remoción de suelos efectuadas por Pluspetrol Norte S.A. Dicha medida consistirá en generar una nueva laguna o, de ser el caso, potenciar o proteger un cuerpo de agua o zona dentro del área de influencia del lugar afectado, según sea determinado en un estudio hidrogeológico que Pluspetrol Norte S.A. deberá realizar previamente. Tal estudio determinará los alcances de la compensación ambiental a ser efectuada mediante la medida correctiva.



Artículo 5°.- El incumplimiento de la medida correctiva señalada en el artículo 4° de la presente resolución, amerita la imposición de una multa coercitiva no menor a una (1) ni mayor a cien (100) Unidades Impositivas Tributarias, la cual podrá ser duplicada sucesiva e ilimitadamente hasta verificarse el cumplimiento de la medida correctiva ordenada, conforme lo establecido en el numeral 4.2 de la Resolución de Consejo Directivo N° 012-2012-OEFA-CD, Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

Artículo 6°.- El monto de la multa señalada en el artículo precedente será rebajada en 25%, si Pluspetrol Norte S.A. consiente la resolución y procede a cancelar la misma dentro del plazo máximo de quince (15) días hábiles, contados a partir del día siguiente de notificada la presente Resolución, conforme a lo establecido en el artículo 37° de la Resolución de Consejo Directivo N° 012-2012-OEFA/CD.

Artículo 7°.- Declarar reincidente a Pluspetrol Norte S.A. por la comisión de la infracciones sancionadas por los numerales 3.3 y 3.4.1 de la Resolución N° 028-2000-OS/CD, y, disponer su publicación respectiva en el Registro de Infractores Ambientales del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

Artículo 8°.- Disponer que el monto de la multa sea depositado en la Cuenta N° 00 068199344 del Banco de la Nación, en moneda nacional, importe que deberá cancelarse en un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de su notificación, debiendo Pluspetrol Norte indicar al momento de la cancelación al banco el número de la presente resolución; sin perjuicio de informar en forma documentada al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental del pago realizado.

Artículo 9°.- Informar que contra la presente resolución es posible la interposición de los recursos impugnativos de reconsideración o de apelación, ante la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos, dentro del plazo de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de su notificación, de acuerdo a lo establecido en el artículo 297° de la Ley N° 27444, Ley de Procedimiento Administrativo General y el numeral 24.4 del artículo 24° del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 012-2012-OEFA/CD.

Artículo 10°.- Disponer la publicación de la presente resolución en la página Web institucional del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), en atención al interés público superior involucrado en el procedimiento administrativo sancionador.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

María Luisa Egusquiza Mori
Directora de Fiscalización, Sanción y
Aplicación de Incentivos
Organismo de Evaluación y
Fiscalización Ambiental - OEFA



ANEXO 1

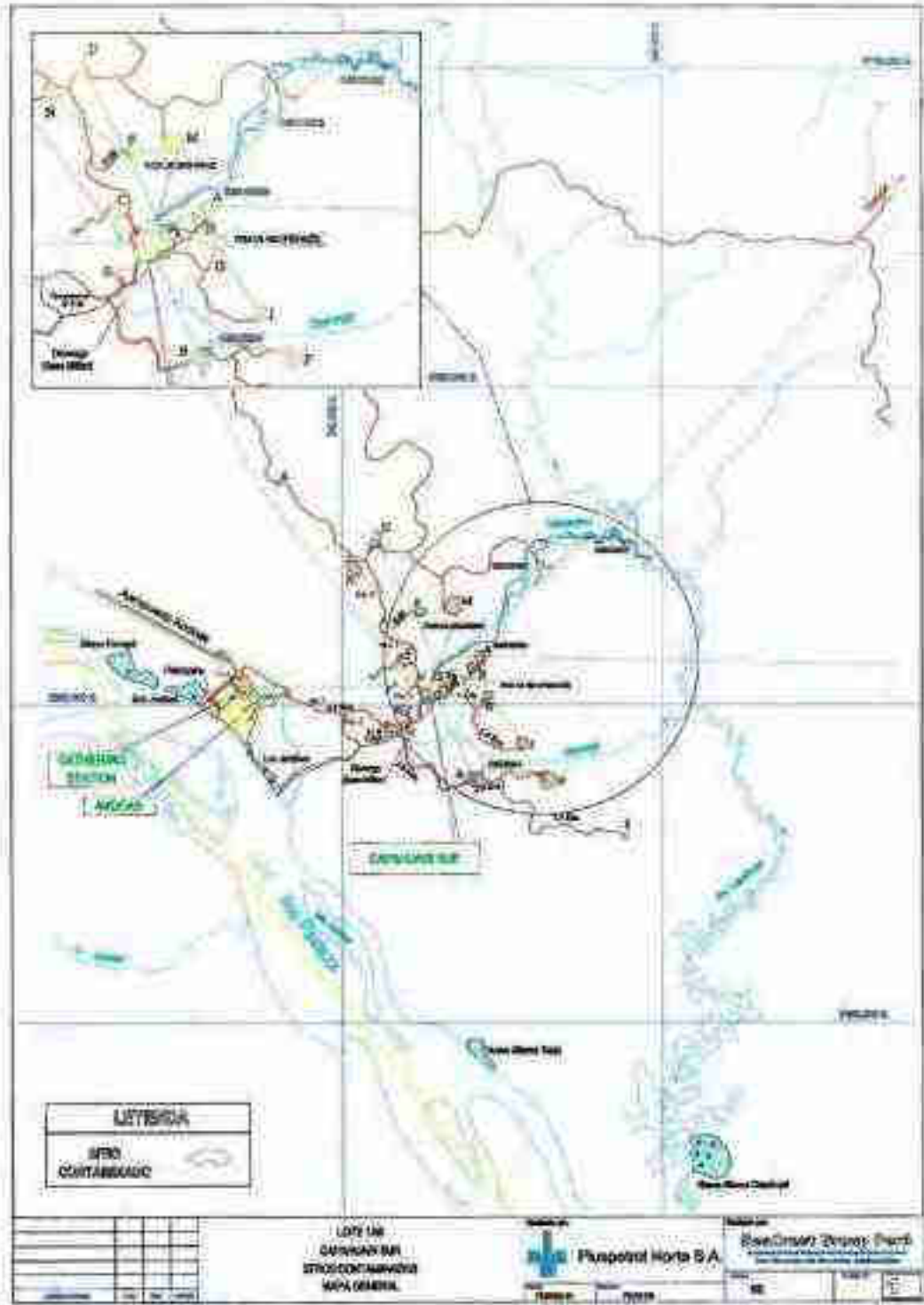
Plano topográfico donde se muestra la zona denominada "Pantano"



Fuente: Pluspatrol Norte S.A., junio 06/2008 (Folio 109 del Expediente).



Mapa General del Yacimiento Capahuari Sur con sitios contaminados segun el Anexo 5 del PAC



Fuente: Pluspetrol Norte S.A.



Mapa donde se muestra la cercanía del área de operaciones "D" con la laguna (Zona de influencia)



Fuente: Sistema de Información Geográfica del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, marzo 2013 (Folio 136 del Expediente)



ANEXO 2
Antecedentes del Lote 1AB

- Mediante Decretos Supremos N° 003-71-EM/DGH de fecha 22 de junio de 1971 y N° 004-78-EM/DGH de fecha 3 de abril de 1978, se aprobaron los Contratos de Operaciones Petrolíferas para los Lotes 1A y 1B, respectivamente, suscritos entre Petróleos del Perú (Petroperú) y Occidental Petroleum Corporation of Perú, Sucursal del Perú (Occidental Petroleum).
- El 27 de agosto de 1985, mediante Decreto Supremo N° 389-85-EF se declaró la resolución de los referidos contratos, estableciéndose la negociación de nuevos contratos.
- Mediante Decreto Supremo N° 006-85-EM de fecha 22 de marzo de 1986, se aprobó el Contrato de Servicios Petrolíferos con Riesgo para el Lote 1AB suscrito entre Petroperú y Occidental Petroleum.
- El 18 de noviembre de 1993, entró en vigencia la Ley N° 28221- Ley Orgánica de Hidrocarburos, que crea la empresa Perupetro S.A. (Perupetro) la cual asumió las obligaciones y derechos del contratante (Petroperú) en el Contrato de Servicios Petrolíferos con Riesgo para el Lote 1AB.
- El 1 de febrero de 1995, Occidental Petroleum fue absorbida por fusión por Occidental Peruana Inc. Sucursal del Perú (Occidental Peruana).
- Mediante Decreto Supremo N° 024-96-EM de fecha 1 de junio de 1996, se aprobó el Contrato de Servicios para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1AB celebrado entre Perupetro y Occidental Peruana.
- Mediante Decreto Supremo N° 007-2000-EM de fecha 17 de abril de 2000 se aprobó la Cesión de Posición Contractual en el Contrato de Servicios para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1AB, por parte de Occidental Peruana a favor de Pluspetrol Perú Corporation Sucursal del Perú (Pluspetrol Perú Sucursal).
- El 24 de enero de 2001, la empresa Pluspetrol Perú Sucursal informó su transformación a una sociedad anónima bajo la denominación de Pluspetrol Perú Corporation S.A. (Pluspetrol Perú Corporation).
- El 21 de junio de 2002, Pluspetrol Perú Corporation comunicó la escisión parcial de su bloque patrimonial, transfiriendo los activos, pasivos y cuentas patrimoniales vinculadas a la exploración y explotación de hidrocarburos en los Contratos de Licencia por los Lotes 8, 1AB y XII a la nueva sociedad Pluspetrol Norte S.A. (Pluspetrol Norte).



ANEXO 3

Registro Fotográfico de las instalaciones aledañas a la laguna Shanshocochoa



Fotografía N°2 del Informe N° 660-2012-OEFA/DS: Se observa el acceso hacia el sitio Shanshocochoa, el mismo que se inicia en la Plataforma donde se ubican los Pozos Productivos.



Fotografía N° 27 del Informe N° 219880-2012-GFHL-UPPD: Con esta vista se puede observar la cercanía de las tuberías en mal estado junto al inicio de la quebrada Shanshocochoa.



Fotografía N° 21 del Informe N° 219880-2012-GFHL-UPPD: Líneas de flujo de los pozos que se encuentran tendidos sobre la superficie del terreno y sin ninguna protección contra la corrosión.



Fotografía N° 22 del Informe N° 219880-2012-GFHL-UPPD: Otra vista de la línea tendida sobre el suelo sin ninguna protección contra la integridad de la tubería.



Fotografía N° 23 del Informe N° 21980-2012-GPHL-UPPD: Vista de la línea de flujo del Pozo CS20 de reinyección del agua de producción con una válvula de 2" y una tubería nueva para el cambio de tramo.



Fotografía N° 24 del Informe N° 21980-2012-GPHL-UPPD: Vista de las líneas de flujo de los pozos y otras tuberías que han sido abandonadas luego de los cambios efectuados a los tramos en mal estado.



Fotografía N° 26 del Informe N° 219880-2012-GFHL-UPPD: Vista más cercana de la tubería en mal estado y se observa que la tubería operativa también tiene signos de encontrarse en mal estado.



Fotografía N° 18 del Informe N° 219880-2012-GFHL-UPPD: Tuberías; línea de flujo que sale del Pozo CS18 y de inyección que entra al pozo reinyector.



Fotografía N° 20 del Informe N° 219880-2012-GEHL-UPPD: Manifold a donde están conectadas las líneas de flujo de los pozos, sin protección contra la corrosión.



Fotografía N° 1 del Informe N° 692-2012-OEFA/DS: Vista del Pozo CS20 del Yacimiento Capahuari Sur.



Fotografía N° 13 del Informe N° 219883-2012-GFHL-UPPD: Se muestra el Pozo CS-18 en estado productor, el Pozo CS-19 estado ATA y Pozo CS 20 inyector de agua de producción. Cabezal del pozo productor manchado con petróleo por fuga en el remanente.





ANEXO 4

Registro fotograficos de las acciones de drenaje e intervención de suelos realizadas por Pluspetrol Norte S.A.



Fotografía remitida por la congresista Verónica Mendoza: Fotografía del Informe del Congreso sobre las investigaciones en las 4 cuencas.



Fotografía del Anexo II del Informe Técnico Acusatorio N° 24-2013-OEFA/DS: Vista de suelos afectado con hidrocarburo ubicado en la Laguna Shanshococha (Capatari, Sur)



Fotografía N° 16 del Informe N° 219880-2012-GFHL-UPPD: Vista de otra quebrada que alimenta la quebrada Shanshococho y donde se observa la presencia de una capa oleosa sobre su superficie.



Fotografía N° 15 del Informe N° 219880-2012-GFHL-UPPD: Vista de la quebrada rellena de tierra arcillosa de los alrededores donde se observa la mezcla de distintos colores por la posible presencia de hidrocarburos.



ANEXO 5

La biodiversidad de la cuenca del río Pastaza, donde se encuentra la Laguna Shanshococho

En el año 2002, en el marco de cooperación binacional Perú-Ecuador, el Instituto Nacional de Desarrollo (INADE) realizó un estudio de zonificación ecológica-económica en la zona de los ríos Pastaza y Tigre¹⁸.

1. Vegetación

En el suelo propio de una laguna sobresale el palmeral hidrofítico (aguajal), por su mayor superficie:

La especie más abundante en un aguajal es: *Mauritia flexuosa*.



Mauritia flexuosa "aguaje"

2. Aves

Se determinaron especies de aves como:

Ara ararauna "Guacamayo azul y amarillo", *Ara macao* "Guacamayo rojo", "Loro coroniamarilla", *Egretta alba* "Garza Blanca Grande", *Opisthocomus hoazin* "Shansho", que son especies que viven en el área de influencia de la laguna y

¹⁸ Estudio de Impacto Ambiental y Social De la Prospección Sísmica 3D-Perforación Exploratoria del Lote 101 de la Empresa Talisman Energy, Sucursal Peruana - Walsh Perú S.A. Proyecto PET - 1296- Noviembre, 2006.



muchos de ellos como la especie *Oxyechus hoazin shansho* y Egreta alba "Garza Blanca Grande" suelen tomar sus alimentos de la laguna.

3. Composición de especies:

De igual manera los mamíferos que se detallan en la presente lista se encuentran en el área de influencia de la laguna de Shansho Cocha y se desplazan hasta ella para tomar agua y alimento.

Mamíferos:

Cervidae: <i>Mazama americana</i>	:	venado colorado
<i>Mazama gouazoubira</i>	:	venado gris
Tapiridae: <i>Tapirus terrestris</i>	:	sachavaca

Reptiles:

<i>Paleosuchus palpebrosus</i>	:	Lagarto
<i>Paleosuchus trigonatus</i>	:	Lagarto de Aguajal

Peces:

Las especies de peces que se detallan son las más comunes fuentes de alimentación de las poblaciones cercanas al área de influencia de la Laguna de Shansho Cocha.

<i>Mylossoma duriventris</i>	:	palometa
<i>Prochilodus nigricans</i>	:	boquichico
<i>Triportheus sp.</i>	:	sardina



Hoatzin "Shansho"



Ara ararauna "Guacamayo azul y amarillo"



Amazona ochrocephala "Loro coroniamerilla"



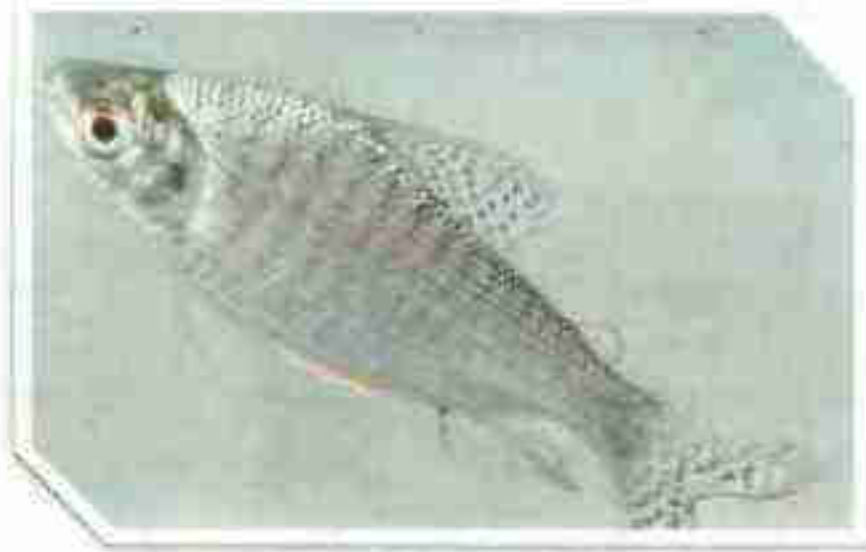
Cervidae Mazama americana "Venado colorado"



(Paleosuchus palpebrosus) "Lagarto"



(Paleosuchus trigonatus) "Lagarto de Aguaja"



Prochilodus nigricans "Boquichico"



Mylossoma duriventre "paiometa"



ANEXO 6

Marco Teórico sobre la valoración económica del daño ambiental

Para analizar adecuadamente el valor del daño ambiental en el presente caso, es conveniente la revisión de los siguientes aspectos teóricos:

- a) Teoría sobre Bienes Públicos;
- b) Medidas para evaluar el cambio de la calidad ambiental;
- c) Valoración económica de los recursos naturales y servicios ambientales;
- d) Principales aspectos del método de transferencia de beneficios.

a) Bienes Públicos

Usualmente, los mercados son el mejor mecanismo para organizar la actividad económica; es decir, a través de su adecuado funcionamiento es posible alcanzar resultados eficientes.¹³⁹ Sin embargo, los mercados no siempre alcanzan estos resultados, debido a la existencia de las denominadas fallas de mercado. La existencia de información asimétrica¹⁴⁰, la presencia de externalidades¹⁴¹ y de bienes públicos¹⁴² son algunas de estas fallas.

En particular, los bienes públicos, a diferencia de los bienes privados¹⁴³, se caracterizan por presentar, en mayor o menor medida, las características de no rivalidad¹⁴⁴ en el consumo (cuando una unidad del bien puede ser consumida por más de un individuo al mismo tiempo) y no exclusión (cuando no se puede excluir a los individuos de consumir determinado bien).

En ese sentido, gran parte de los bienes y servicios ambientales, así como la calidad ambiental, poseen ambas características, por lo que sus precios (si los hubieren) no reflejan adecuadamente su valor, además que en general no existe un mercado para ellos. Sin embargo, estas características no implican que ellos carezcan de valor,¹⁴⁵ sino que para calcularlo es preciso remitirse a las preferencias de los individuos y, a través de ellas, a los cambios en el bienestar.



¹³⁹ Eficiencia en el sentido de Pareto, cuando no se puede mejorar la situación de algún agente económico sin afectar la de los demás.

¹⁴⁰ Cuando algunos agentes tienen información privilegiada y pueden aprovecharla y pueden fijar precios injustos por encima o por debajo del nivel de equilibrio para poder beneficiarse.

¹⁴¹ Cuando un tercer agente recibe un perjuicio o un beneficio de una actividad económica de un productor o un consumidor, no relacionado con él.

¹⁴² VARIAN, H. R. (2010) *Intermediate Microeconomics: A modern approach*. Nueva York: W.W. Norton & Company. (...) the utilities of the individuals are invariably linked since everyone is required to consume the same amount of the public good. In this case the market provision of public goods would be very unlikely to result in a Pareto efficient provision. (p. 708)

Traducción libre: (...) las utilidades de los individuos están inevitablemente relacionadas ya que cada uno está obligado a consumir la misma cantidad del bien público. En este caso, el suministro de mercado de bienes públicos probablemente no resulte en una provisión Pareto eficiente.

¹⁴⁴ Estos bienes tienen las características de rivalidad en el consumo (el consumo de un bien reduce las posibilidades de consumo de otros agentes) y la de exclusión a otros en su consumo (por ejemplo a través de la exclusión de aquéllos que no pagan por el bien en cuestión).

¹⁴⁵ SUDGEN, R. (1989) *Public goods and Contingent Valuation*, en Bohman, I.J. and Wills, K.G. (Eds.), *Valuing Environmental Preferences: Theory and Practice of the Contingent valuation Method in the US, EU and Developing countries*. New York: Oxford University Press.

¹⁴⁶ Ver: HANEMANN, W.M. (2006) *The Economic Conception of Water*, en ROGERS, P., LLANAS, R. y MARTINEZ, L. (Eds.), *Water Crisis: myth or reality?* Londres: Taylor & Francis.



b) Medidas del cambio en el bienestar

El bienestar de las personas proviene de la utilidad que estas obtienen al consumir un determinado conjunto de bienes y servicios. Esta utilidad se puede expresar de la siguiente forma:

$$U = f(X_1, X_2, X_3, \dots, X_n)$$

Donde "U" es el nivel de la utilidad y "X," son los bienes y/o servicios que consume una determinada persona.

Para la medición del bienestar del consumidor, se considera la existencia de un conjunto de funciones de utilidad correspondientes a diferentes combinaciones de bienes. Asimismo, el paso de uno a otro nivel de utilidad expresa los cambios en el bienestar.

Sin embargo, considerando que la utilidad es un concepto no observable y no cuantificable, no se puede llegar a obtener una medida exacta del cambio en el bienestar del consumidor en términos cuantitativos, por lo que es necesario contar con funciones que permitan expresar los cambios en el bienestar del consumidor, en términos de cambios en los precios y en el ingreso, pero que a su vez, se basen en las preferencias de los consumidores.

En ese sentido, para identificar estos cambios en el bienestar, es preciso obtener los puntos óptimos de consumo, los que se pueden alcanzar a través de los enfoques primal y dual.

El primer enfoque (primal) permite medir el bienestar a partir de las decisiones que toman los consumidores para maximizar su utilidad dado su nivel de ingreso (presupuesto o renta). A través de este enfoque, se puede obtener la demanda de los consumidores en función al precio y su ingreso (demanda Marshalliana) y luego, al reemplazarla en la función de utilidad, se obtiene la función indirecta de utilidad, a través de la cual podemos aproximarnos a la utilidad mediante parámetros observables, como son el precio y el ingreso de los consumidores.



"If it were true that economic value is measured by market price, this would imply that only marketed commodities can have an economic value. Items that are not sold in a market—including the natural environment, and public goods generally—would have no economic value. (...) In fact, however, economic value is different than price. Price does not in general measure economic value, and items with no market price can still have a positive economic value." (p.82)

Traducción libre: "Si fuera cierto que el valor económico se mide en función al precio de mercado, esto implicaría que solo los productos comercializados pueden tener un valor económico. Los bienes que no se venden en el mercado—incluyendo al medio ambiente y los bienes públicos en general—no tendrían un valor económico (...). En hecho, sin embargo, el valor económico es diferente al precio. El precio generalmente no mide el valor económico, y los bienes que no tienen un precio de mercado pueden tener un valor económico positivo."

"[...] even for something that is not sold in a market, it is still meaningful to conceptualize the economic measure of the satisfaction from the item as the monetary amount which the person would be just willing to exchange for the item if it were possible to make such an exchange. In effect, this generates a monetary measure of the change in the person's welfare by using the change in the person's monetary income that she would consider equivalent to the item in question in terms the overall impact on her satisfaction." (p.86)

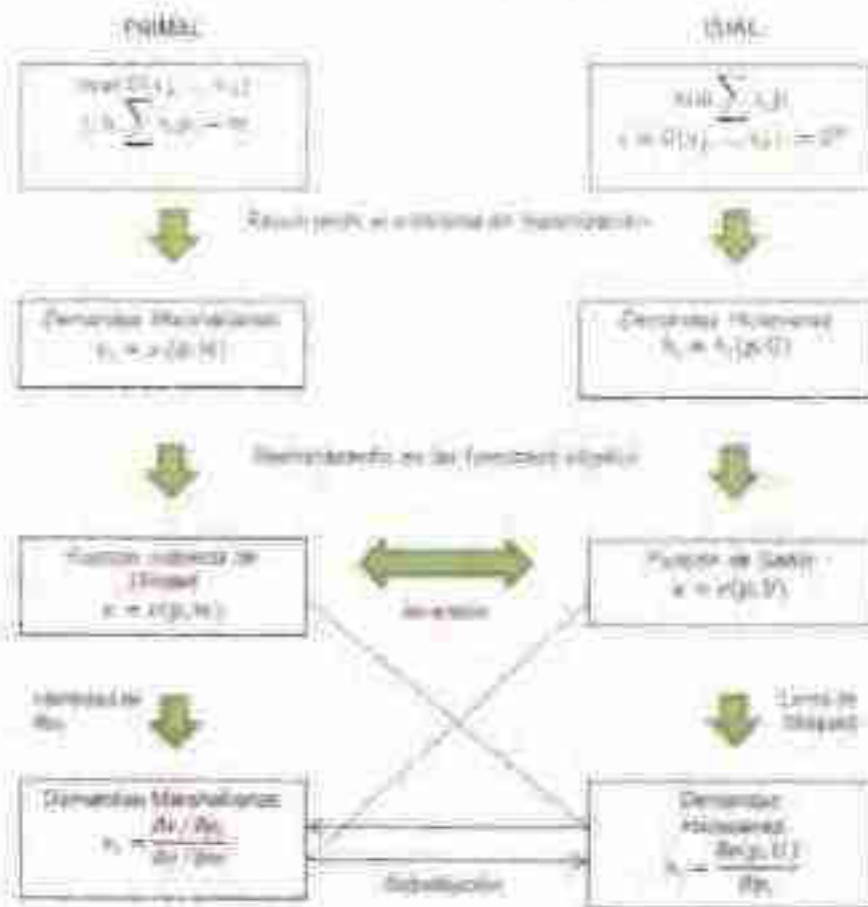
Traducción libre: "Incluso para algo que no es vendido es un interesante es válido conceptualizar la medida económica de la satisfacción de un producto como el monto monetario por el cual la persona estaría dispuesta a intercambiar el producto si es que este intercambio fuese posible. En efecto, esto genera una medida monetaria del cambio en el bienestar de la persona al utilizar el cambio en el ingreso monetario de la persona que hubiese considerado equivalente al producto en cuestión en términos del impacto total en su satisfacción."



Por otro lado, el segundo enfoque (dual) permite obtener las medidas del bienestar a partir de la minimización del gasto, dado un nivel determinado de utilidad. Mediante este enfoque, se puede obtener la demanda de los consumidores en función al precio y la utilidad (demanda Hicksiana o compensada) y luego, al reemplazarla en la función del ingreso, se puede obtener la función de gasto, que finalmente permite expresar las variaciones de la utilidad, a través de los cambios en el gasto de los consumidores.

Las expresiones principales de la relación primal-dual se presentan en el Gráfico N° 1.

Gráfico N° 1: Relación primal - dual



Fuente: Vasquez et al. (2007)⁽²⁾

En tal sentido, a partir de ambos enfoques, es decir, a través de la función indirecta de utilidad y la función de gasto, se pueden medir las variaciones en el bienestar de las personas y, por lo tanto, el valor que le confieren a un determinado bien o servicio.

Para el caso de bienes públicos, como los bienes y servicios ambientales, es posible valorar los cambios en la disponibilidad o calidad de los mismos. Para ello, se incorpora dentro de la función de utilidad del individuo, el nivel de la

(2) VÁSQUEZ, F., CERDA, A. y ORREGO, S. (2007) Valoración Económica del Ambiente. Conceptos. Tesis de Tercer Nivel. Universidad del Cusco, p.10.



calidad ambiental, denotado por "q".¹³⁷ De acuerdo con ello, las funciones de utilidad indirecta y gasto pueden ser expresadas de la siguiente forma:

Considerando la siguiente función de utilidad:

$$U = U(X, q)$$

Donde:

X = Cantidad de los otros bienes

q: Nivel de Calidad ambiental

La función de utilidad indirecta puede expresarse como:

$$v = v(p, q, m)$$

Donde:

p = Precio de los otros bienes

q = Nivel de Calidad ambiental

m = Ingreso

Asimismo, la función de gasto:

$$e = e(p, q, U)$$

Donde:

p = Precio de los otros bienes

q = Nivel de Calidad ambiental

U = Nivel de Utilidad

Con estas herramientas teóricas de la microeconomía, es posible conceptualizar los mecanismos para evaluar el cambio en la calidad ambiental. Así, los más destacados son la variación compensatoria, la variación equivalente y el excedente del consumidor.

b.1) Variación Compensatoria (VC)

Es la máxima cantidad de dinero que un individuo está dispuesto a pagar (DAP) para acceder a un cambio favorable, o la mínima cantidad de dinero que un individuo está dispuesto a aceptar (DAA) como compensación para aceptar un cambio desfavorable. Cabe señalar que el punto de referencia de esta medida es la situación inicial o anterior al cambio.

La VC puede expresarse mediante la siguiente fórmula:

$$VC = e(p, q_1, U_0) - e(p, q_0, U_0)$$

Donde:

p = Precio de los demás bienes

U_0 = Utilidad en el estado inicial

q_0 : Calidad ambiental inicial

q_1 : Calidad ambiental final

$q_0 < q_1$

VC = Variación compensatoria

¹³⁷ Ibidem, p. 32



De igual forma, por la relación primal-dual, se puede obtener una expresión similar:

$$v(p, q_0, m) = v(p, q_1, m - VC) = U_0$$

Donde:

p = Precio de los demás bienes

m = Ingreso

U_0 = Utilidad en el estado inicial

q_0 = Calidad ambiental inicial

q_1 = Calidad ambiental final

$q_0 < q_1$

VC = Variación compensatoria

En general, se puede conservar el nivel inicial de bienestar a pesar de los cambios en la calidad ambiental, si es que estos son compensados con una variación del ingreso (m) de los individuos, en una cantidad que viene a ser la VC .

En particular, según la expresión anterior, una mejora en la calidad ambiental (que aumenta el bienestar), puede ser "compensada" con una reducción del ingreso (que disminuye el bienestar), lo que implica un pago de los individuos, que permita retornar al nivel "inicial" de bienestar que tenían antes de la mejora¹⁰⁸. Dicha reducción del ingreso de los individuos representa la variación compensatoria (VC), que en este caso expresa su disposición a pagar (DAP) un monto de dinero para beneficiarse del cambio favorable y, en ese sentido, es una representación de su valoración económica sobre la mejora en la calidad ambiental.



b.2) Variación Equivalente (VE)

Es la máxima cantidad de dinero que un individuo está dispuesto a pagar por evitar un cambio desfavorable o la mínima cantidad de dinero que está dispuesto a aceptar como compensación por renunciar a un cambio favorable. Cabe señalar que el punto de referencia de esta medida es la situación final o posterior al cambio.

La VE puede expresarse mediante la siguiente fórmula:

$$VE = e(p, q_0, U_1) - e(p, q_1, U_1)$$

Donde:

p = Precio de los demás bienes

U_1 = Utilidad en el estado final

q_0 = Calidad ambiental inicial

q_1 = Calidad ambiental final

$q_0 < q_1$

VE = Variación equivalente

De igual forma, por la relación primal-dual, se puede obtener una expresión similar:

¹⁰⁸ Alternativamente, un deterioro de la calidad ambiental (que disminuye el bienestar), puede ser compensado con un aumento en el ingreso (que aumenta el bienestar), lo que implica un pago a los individuos, hecho el cual que permita retornar al nivel de bienestar inicial, que eso tenía antes del deterioro.



$$v(p, q_0, m + VE) = v(p, q_1, m) = U_1$$

Donde:

p = Precio de los demás bienes

m = ingreso

U_1 = Utilidad en el estado final

q_0 = Calidad ambiental inicial

q_1 = Calidad ambiental final

$q_0 < q_1$

VE = Variación equivalente

En general, el nivel "final" de bienestar, producto de un cambio en la calidad ambiental, se puede alcanzar si, en lugar de este cambio, se establece una variación del ingreso (m) de los individuos, en una cantidad equivalente que constituye la VE.

En particular, según la expresión anterior, una mejora de la calidad ambiental aumentará el nivel de bienestar de los individuos. Por tanto, si se quiere alcanzar un mayor nivel "final" de bienestar, pero sin la mejora mencionada, esta se puede reemplazar por su equivalente en términos monetarios, mediante un incremento en el ingreso, lo que implica un pago a los individuos. Este aumento en su ingreso constituye la VE, que en este caso expresa la disposición a aceptar (DAA) un monto de dinero para renunciar al cambio favorable y, en ese sentido, es también una representación de la valoración económica de los individuos sobre la mejora en la calidad ambiental.



b.3) Excedente del Consumidor (EC)

Es conceptualizado como la diferencia entre la disposición a pagar por una determinada cantidad de un bien (para el presente caso, una mejora en la calidad ambiental) y lo que efectivamente se paga por éste.

De acuerdo a lo anterior, las medidas de Variación Compensatoria (VC), Variación Equivalente (VE) y Excedente del Consumidor (EC) difieren en cuanto a la valoración del bienestar. Para el caso particular de una mejora en la calidad ambiental,¹³⁹ la VE es mayor que las demás medidas del bienestar, mientras que la VC es menor que ellas. En resumen, el orden es el siguiente:¹⁴⁰

$$VE > EC > VC$$

Cabe señalar que en el caso de una mejora en la calidad ambiental, la VE está asociada a lo que un individuo está dispuesto a aceptar (DAA), mientras que la VC está asociada a lo que está dispuesto a pagar (DAP).

c) Valoración económica de los bienes y servicios ambientales

c.1) Valor Económico Total (VET):

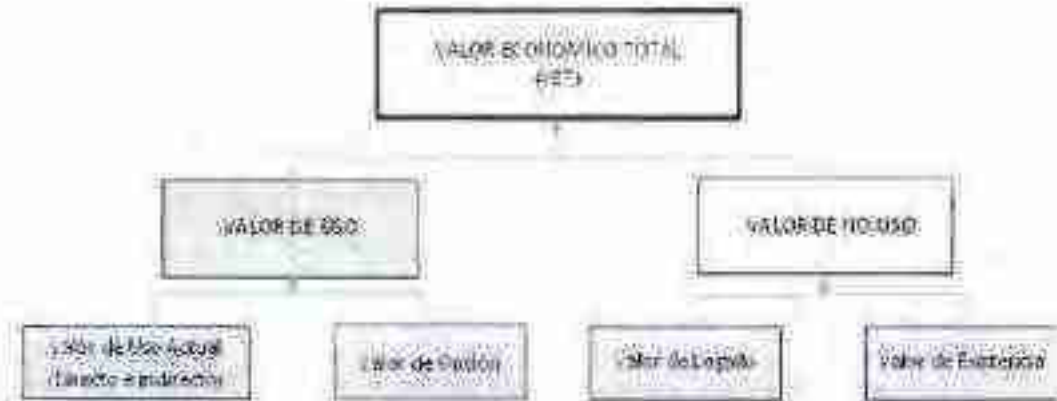
¹³⁹ Considerando que la calidad ambiental es un bien normal o superior, es decir, cuyo demanda aumenta conforme se incrementa el nivel de ingresos de los consumidores.

¹⁴⁰ Corredor Biológico Mesoamericano (2002) Guía Metodológica de Valoración Económica de Bienes y Servicios e Ingresos Ambientales. Managua, Corredor Biológico Mesoamericano, pp. 26-37.



Los cambios en la calidad del ambiente se pueden estimar mediante el valor económico total (VET) del bien o servicio ambiental, el cual está compuesto Valor de Uso (VU) y el Valor de No Uso (VNU) del bien o servicio ambiental impactado (ver Gráfico N°2).

Gráfico N° 2: Valor Económico Total



Fuente: Dixon and Pagola, 1999.¹¹¹



Valor de Uso (VU)

Este valor está relacionado con los servicios derivados del uso actual y futuro del recurso. Por ejemplo, en el caso de una laguna el valor de uso se refiere a la pesca del recurso hidrobiológico que alberga, al paisaje que proporciona a los visitantes o su aporte a la biodiversidad de especies en la zona. El valor de uso se subdivide, a su vez, en tres categorías:

- **Valor de uso directo:** valor que se le otorga a los bienes y servicios ambientales como bienes finales para su uso actual, el cual puede ser **consumitivo** (por ejemplo la pesca), o también **no-consumitivo** (como el caso de la recreación a los visitantes).
- **Valor de uso indirecto:** valor de los servicios ambientales que contribuyen a la sustentación y preservación de los ecosistemas (por ejemplo, la regulación hídrica).
- **Valor de Opción:** valor que se otorga por garantizar la disponibilidad de otros bienes y servicios ambientales, considerando la posibilidad de darles uso en el futuro (por ejemplo, la posibilidad de visitar para conocer el lugar).

Valor de No Uso (VNU)

Consiste en el valor que los individuos le confieren a los bienes y servicios ambientales, al margen que se beneficien o no del uso de los mismos. El VNU presenta los siguientes componentes:

¹¹¹ DIXON, J. y PAGOLA S. *citada* 77.



- Valor de Existencia: valor por garantizar la existencia de los bienes y servicios ambientales, aun cuando no realicemos ningún uso actual o futuro del mismo.¹²
- Valor de Legado: valor que se otorga al ambiente con el objeto que las generaciones futuras también se beneficien de los bienes y servicios ambientales; o, alternativamente, para que no se perjudiquen por su degradación.

c.2) Métodos de valoración económica

Para la estimación de las componentes del Valor Económico Total (VET), se dispone de una variedad de métodos de valoración, los cuales se clasifican principalmente en dos grandes grupos, de acuerdo al tipo información en que se basen.

• Métodos indirectos o de preferencias reveladas

Estas técnicas estiman el valor de los bienes y servicios ambientales a partir de los valores de otros bienes o servicios relacionados a él. Entre las principales técnicas de este grupo se destacan las del costo de viaje y precios hedónicos.

• Métodos directos o de preferencias declaradas

Mediante este método, se obtiene el valor que los individuos le asignan a los bienes y servicios ambientales o la calidad ambiental, a través de los mercados hipotéticos creados para tal fin.

En este grupo se encuentra el método de Valoración Contingente, en el que se construye un escenario hipotético, que está conformado por un mercado donde se provee el bien a valorar, definiéndose las distintas alternativas, así como los derechos de propiedad. Luego, se les pregunta a los individuos por su máxima disposición a pagar (DAP) para obtener una mejora en la calidad o cantidad del recurso.



CARSON R.T Y HANEMANN W.M. (2005) "Contingent Valuation", en MÄLER, K.-G. y VINCENT, J. (Eds.), *Handbook of Environmental Economics*, Eddes, Elsevier.

"The notion of existence value, also called passive use value, was first proposed by Krutilla (1967) who observed that people might be willing to pay for an environmental resource - say a national park - even if they knew that neither they nor their children would ever visit it, because, as he famously put it, they "obtain satisfaction from mere knowledge that part of the wilderness in North America remains, even though they would be appalled by the prospect of being exposed to it". The underlying notion here is that these people value the park for motives unconnected with the possible use of the park. Hence, this value has also been called "nonuse value", to distinguish it from an (active) use value that would be motivated by considerations of the enjoyment from using the resource in some fashion (e.g. visiting it, ...). Although use and nonuse value are conceptually distinct, they are not mutually exclusive; they can happily co-exist within the same individual." (p. 832-833).

Traducción libre: "La noción de valor de existencia, también llamado valor de uso pasivo, fue propuesta primero por Krutilla (1967), quien observó que las personas estarían dispuestas a pagar por un recurso ambiental - como un parque nacional - incluso si ellos o sus hijos lo visitarían porque, como simplemente lo plantea, ellos "obtienen satisfacción por el mero conocimiento de que parte de la naturaleza en América del Norte se mantiene. Incluso si ellos se ven alertados por la idea de estar expuestos a ella". La noción principal es que estas personas valoran el parque por motivos no conectados con los posibles usos del parque. Por lo tanto, este valor también ha sido llamado valor de no uso, para distinguirlo de un valor de uso (activo) que es motivado por consideraciones de potencial utilizar el recurso de alguna manera (e.g. visitas, ...). Aunque el valor de uso y no uso son conceptualmente distintos, no son mutuamente excluyentes: ambos pueden coexistir en un mismo individuo".

Así, este método permite obtener directamente la valoración del bien o servicio, a partir de las respuestas de los entrevistados, haciendo uso de las medidas de bienestar convencionales (Variación Compensatoria - VC y Variación Equivalente - VE).

En el Gráfico N° 3 se presenta un esquema de las principales técnicas de valoración ambiental y los componentes del Valor Económico Total (VET), que pueden estimarse con cada una de ellas.

Gráfico N° 3: Valor Económico Total y métodos de valoración



Fuente: OSINERG, 2008.¹⁴⁰
Elaboración: Sub-Dirección de Servicio y Aplicación de Incentivos

Cabe señalar que, mediante las técnicas indirectas o de preferencias reveladas, (al igual que con las técnicas de mercado) se puede estimar solo el valor de uso de los bienes y servicios ambientales; por ello, constituyen por sí solas una subestimación de su valor total.

Por otro lado, los métodos directos o de preferencias declaradas pueden captar tanto el valor de uso, como el valor de no uso, el cual puede ser el componente más significativo del valor económico total.¹⁴¹ En este sentido, este tipo de

¹⁴⁰ ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA - OSINERG. (2008). Sistema de Sanciones por Daño Ambiental para la Fiscalización de la Industria de Hidrocarburos en el Perú. Documento de Trabajo N° 29. Lima: OSINERG/MIN.

¹⁴¹ CARSON R.T y HANEMANN W.M., *supra* nota 143.

"[...] in many instances, non-CV measures of the value of an environmental attribute could be used as objective because they did not include existence value, which might be a significant component of total value." (pp.835-836).

Traducción libre: "[...] en muchos casos, las medidas no-CV del valor de un servicio ambiental podrían ser vistas como objetivas porque estas no incluyen el valor de existencia, el cual podría ser un componente importante del valor total. (Aquí CV indica valoración contingente, por sus siglas en inglés: Contingent Valuation).



métodos, como el de valoración contingente, constituye un mecanismo más completo para valorar los bienes y servicios ambientales o cambios en la calidad de los mismos.

Sin embargo, el costo de estas técnicas puede ser muy elevado. En atención a ello, una alternativa costo efectiva para valorar los bienes y servicios ambientales es la denominada Transferencia de Beneficios, la cual consiste en la extrapolación de los valores obtenidos mediante alguno de los métodos de valoración descritos, desde el lugar del estudio hasta el lugar de aplicación de política.

d) Principales aspectos del método de Transferencia de Beneficios

Como se ha mencionado, el método de Transferencia de Beneficios permite realizar la extrapolación de resultados obtenidos de un estudio llevado a cabo para un contexto determinado (lugar de estudio o *study site*) a otro distinto (lugar de aplicación de política o *policy site*).

Algunos autores¹⁴⁵ definen este método como "la adaptación de información derivada desde una investigación original para la aplicación de ésta en un contexto diferente de estudio". Asimismo, de acuerdo con Labandeira,¹⁴⁶ este método considera las dimensiones de espacio y tiempo ya que "puede realizarse para un mismo lugar o problema en distintos momentos del tiempo (transferencia intralugar e intertemporal), entre dos lugares o contextos diferentes en el mismo momento del tiempo (interlugar e intratemporal), o bien entre diferentes contextos y momentos temporales (interlugar e intertemporal)."

Como toda estimación, la transferencia de beneficios también presenta limitaciones, pues implica el riesgo de perder precisión debido a las diferencias existentes en las características de los contextos del sitio de estudio y el sitio de política; sin embargo, estas imprecisiones pueden ser corregidas mediante determinados ajustes en función al tamaño de la población afectada y la diferencia de renta o poder adquisitivo.

d.1) Tipos de transferencia de beneficios

Este método se puede aplicar de dos maneras: (1) el enfoque de transferencia de valores y (2) el enfoque de transferencia de funciones. El primero consiste en la aplicación de los resultados estadísticos de la investigación original al contexto de política. Bajo dicho enfoque se requiere que exista una gran similitud entre el sitio de estudio y el sitio de política. Por su parte, el segundo implica la aplicación de una función estadística que relaciona los resultados estadísticos de la investigación original con los detalles específicos de la zona de estudio.¹⁴⁷ Ambos enfoques cuentan con diferentes alternativas para realizar la transferencia de beneficios, tal y como se puede observar en el Gráfico N° 4.



¹⁴⁵ Rosenberg, P. y Loomis J. (2003) 'Benefit Transfer', en CHAMP P., BOYLE K. y THOMAS, G. (2003), *A primer on Nonmarket Valuation*. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers.

¹⁴⁶ LABANDEIRA, X.; LEÓN, G. y VÁSQUEZ, M.X. (2007) *Economía Ambiental*. Madrid: Pearson Education S.A.

¹⁴⁷ Rosenberg, P. y Loomis J. *op. cit.* 148, p. 48.

Gráfico N° 4: Enfoques de Transferencia de Beneficios



Fuente: Rosenberger y Loomis, op. cit. pp. 347 - 377.
Elaboración: Sub Dirección de Servicios y Aplicación de Incentivos

La aplicación del enfoque de transferencia de valores puede ser llevado a cabo mediante: (i) transferencia de valores fijos o estimados puntuales, (ii) transferencia de valores medios o medidas de tendencia central y (iii) transferencia de valores aprobados administrativamente (juicio de especialistas).

Bajo la primera alternativa, el estimado puntual obtenido en el estudio original correspondiente a un contexto específico es empleado para estimar las medidas que se necesitan en el sitio de política, cuyo contexto es diferente al del estudio. Con respecto a la segunda alternativa, esta sólo se diferencia de la primera en que emplea un valor promedio u otra medida de tendencia central (como la media o la mediana) a partir de varios estudios disponibles.¹⁴⁶ Finalmente, la tercera alternativa considera la estimación de los beneficios para el sitio de política bajo el uso de los valores fijos provenientes del juicio de un especialista o por un proceso de selección política.¹⁴⁷ Cabe señalar que este último método es tratado como una transferencia de valores fijos.

Por su parte, el enfoque de transferencia de funciones cuenta con dos alternativas para obtener la función que será empleada: (i) transferencia de función de demanda o beneficio y (ii) análisis de meta-regresión.

La transferencia de función de demanda o beneficio se basa en la premisa que el estimado para el sitio de estudio sea una función de sus características biofísicas (ubicación, características físicas, y clima) y otras variables explicativas (sociodemográficas, posturas, tiempo). Bajo este enfoque, no se requiere una gran similitud entre el sitio de estudio y el sitio de política, debido a que se puede

¹⁴⁶ Según Labordana et al., op. cit., pp. 200-201, en el caso del valor unitario medio, para que las estimaciones que se buscan obtener sean consideradas buenas aproximaciones, las características del lugar o lugares para los cuales se cuenta con estimados y el lugar objetivo deben ser lo suficientemente similares.

¹⁴⁷ Rosenberger y Loomis, supra nota 146, p. 456 indican que dicha forma de selección es riesgosa y tiende a sobre-estimar los valores, puesto que el criterio empleado en el proceso no es conocido y puede ignorar alguna evidencia empírica importante o usar factores de ajuste arbitrarios.



transferencia al proceso de la transacción económica. Al proporcionar un contexto que se ajuste a las características de alto de política.

Por otro lado, la transferencia de función mediante un análisis de regresión implica la estimación de una función de beneficios para la transferencia a partir de los resultados de diversos estudios. Este punto se resalta mediante la recolección de datos real de múltiples ocasiones o empleando estadísticas resumidas, como los valores estimados de diferentes estudios. Al respecto, Becker sostiene que en otros casos se incluyen variables explicativas como las características de la población afectada, el recurso evaluado y los márgenes empleados.

d.2) Recomendaciones para la aplicación práctica de la transferencia de beneficios

La realización de la transferencia de beneficios requiere el desarrollo de diferentes pasos asociados a la recolección de información, selección de estudios, obtención de datos, entre otros.

Sobre el particular, Rosenberger y Loomis¹⁵⁰ plantean los procedimientos para la implementación de este método bajo los enfoques de transferencia de valor y transferencia de función, así como para sus respectivas alternativas. Así, los pasos generales para la transferencia de beneficios se presentan en el Gráfico N° 5.



Gráfico N° 5: Procedimiento General para la transferencia de beneficios



Fuente: Rosenberger y Loomis, op. cit., pp. 450-457.
Elaboración: Sub Dirección de Sanción y Aplicación de Incentivos.

En la práctica, el método básico consiste en la transferencia de un estimador de la disposición a pagar (DAP) de un contexto determinado (lugar de estudio o *study site*) a otro (lugar de política o *policy site*). En caso de existir diferencias en las características físicas de los dos lugares, las características socioeconómicas de las poblaciones relevantes, las condiciones de mercado o en el cambio propuesto, Labandiera¹⁵¹ propone realizar los ajustes pertinentes mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

¹⁵⁰ Ibidem.

¹⁵¹ Labandiera K., op. cit., pp. 202.



$$DAP_j = DAP_i \left(\frac{Y_j}{Y_i} \right)^e$$

Donde Y es el ingreso per cápita, DAP es la disposición a pagar y e representa la elasticidad-ingreso¹⁵⁴ de la DAP . Asimismo, los subíndices j e i indican a que contexto corresponde cada componente, j al lugar de política e i al lugar de estudio.

El componente $\left(\frac{Y_j}{Y_i}\right)^e$ también es propuesto por Heintz y Tol.¹⁵⁵ Una variación del mismo es aplicada por Markandya¹⁵⁴ y Loyola¹⁵⁶. Esta consiste en emplear un ratio del ingreso per cápita ajustado por la paridad de poder de compra (Y_{PPP}). Este ratio es aplicado en casos de comparaciones internacionales cuando los lugares de estudio y política se encuentran en países distintos, debido a que la paridad de poder de compra es una medida más adecuada para comparar los niveles de vida, en tanto permite considerar las variaciones de precios y eliminar la ilusión monetaria ligada a la variación de los tipos de cambio.

Eventualmente, además del ajuste por diferencia de ingresos $\left(\frac{Y_j}{Y_i}\right)^e$, se pueden considerar ajustes: i) por la diferencia de monedas, mediante el tipo de cambio; y ii) por los efectos de la inflación en el tiempo, mediante los índices de precios.¹⁵⁶

En este marco, para casos en que los lugares de estudio y de política prácticamente se encuentran en similar zona geográfica, compartiendo características socioeconómicas, podría prescindirse del ajuste por diferencias de ingreso y moneda; sin embargo esto no eximirá del ajuste por los efectos inflacionarios¹⁵⁷ en el monto de la DAP .



154) LOYOLA R. y SANCHEZ O. (2007). Beneficios económicos de la reducción de plomo en la sangre de población infantil. El caso de Pucallpa, Ucayali, Perú. Lima: Comisión de Investigación Económica y Social - CIES. Concurso de Investigación ACDI-DRC.

"El valor de la elasticidad ingreso de la demanda representa la reducción marginal del valor de la disposición a pagar de una persona por un cierto beneficio en relación a la reducción marginal del ingreso de la persona y, consecuentemente, este variará espacialmente de acuerdo a cambios de las preferencias de las personas" (p.18).

155) HEINTZ R. y TOL R. (1996). Secondary Benefits of Control Policies: Implications for the Global Environment Facility. Working Paper GEC 96-17. Londres: CSERGE, pp. 24-25.

156) MARKANDYA A. (1988). 'The Valuation of Health Impacts in Developing Countries', *Planejamento e Políticas Públicas* N° 38, pp. 146 - 147.

157) Loyola R. y Sanchez O., Op. cit.

"El valor de la elasticidad ingreso de la demanda representa la reducción marginal de valor de la disposición a pagar de una persona por un cierto beneficio en relación a la reducción marginal del ingreso de la persona y, consecuentemente, este variará espacialmente de acuerdo a cambios de las preferencias de las personas" (pp.18-19).

158) ORIHUELA G. (2010). Incorporando los servicios ambientales en el análisis costo-beneficio: una aplicación al bosque tropical. Lima: Comisión de Investigación Económica y Social - CIES, Universidad Agraria La Molina.

"[...] Este valor [el valor a transferir] puede ser convertido a moneda interna usando el tipo de cambio promedio del período. Más aún, puede calcularse el VE [el valor transferido] para un período $t-1$, mediante un ajuste de inflación acumulada del período $t-1$ a t ." (p.30)

159) En el contexto descrito la transferencia de beneficios (transferencia de valor medio) se simplificaría mediante la fórmula siguiente:

d.3) Aplicación de la transferencia de beneficios al presente caso

En la presente resolución se ha estimado la multa correspondiente a cuatro infracciones, de las cuales dos de ellas implican la estimación del daño (D), para lo cual se ha utilizado la metodología de transferencia de beneficios. En ese sentido, siguiendo los procedimientos metodológicos correspondientes, es conveniente analizar el lugar de aplicación de política (sanción) así como seleccionar el estudio más idóneo para estimar el daño.

• El lugar de política (policy site)

El daño ambiental tuvo lugar en la laguna Shanshocochoa ubicada en el Lote 1AB, que abarca la provincia de Datem del Marañón, en el distrito de Andoas, y la provincia de Loreto en los distritos de Tigre y Trompeteros, como se aprecia en el Gráfico N° 6.

Gráfico N° 6: Ubicación geográfica a nivel distrital del Lote 1AB



Fuente: Sistema de Información Geográfica de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos, octubre 2013

En el Cuadro N° 1 se presenta una síntesis de las características relevantes de los distritos de Andoas y Trompeteros, que son los más cercanos a la laguna Shanshocochoa.¹⁶⁸

$$DAB_{t+1} = DAB_t \left(\frac{IPC_{t+1}}{IPC_t} \right)$$

- Dado:
- DAB_t = Exposición a pagar en el lugar y fecha de estudio
- DAB_{t+1} = Exposición a pagar en el lugar y fecha de política
- IPC_t = Índice de precios en el lugar y fecha de estudio
- IPC_{t+1} = Índice de precios en el lugar y fecha de política

168

En general en el proceso de valoración se consideran una serie de bienes y servicios del ambiente analizado, a los cuales corresponde un determinado tipo de valor. En este caso una laguna como la de Shanshocochoa podría abarcar alguno de los siguientes:



Quadro N° 1: Características del lugar de política (policy site)

Nombre		Características del lugar de política
Ubicación	Departamento	Loreto
	Provincia	Datem del Marañón y Loreto
	Districtos	Andaos y Trompeteros
Altitud		179 msnm y 125 msnm
Fiso-Alitudinal ¹⁵⁶		Orugas o Selva Baja
Zona Ecológica ¹⁵⁷		lluegas muy Húmeda-Pre-montana ¹⁵⁸ Tropical y Subtropical
Características de medio físico		<ul style="list-style-type: none"> • Clima cálido, Húmedo y Lluvioso • Temperatura promedio de 24° centígrados • Lluvias abundantes con promedios de 1.000 a 1.800 mm anuales • Atmósfera cubierta con abundantes nubes • Arroyos ríos, Lagos o cochas¹⁵⁹, lagunas¹⁶⁰ y, Epifitas¹⁶¹ • Tierra rica en nutrientes
Región Climática ¹⁶²		<ul style="list-style-type: none"> • Selva baja húmeda
Releves		<ul style="list-style-type: none"> • Poco accidentada y de escasa pendiente • Predominan las tabaneras¹⁶³, las restingas¹⁶⁴, los alces¹⁶⁵ y los llos¹⁶⁶



VALOR ECONÓMICO	BIENES Y SERVICIOS AMBIENTALES
Valor de Uso Directo	<ul style="list-style-type: none"> • Alimentos (Pesca) • Agua • Faja • Fauna • Mantenimiento de la fertilidad del suelo y el ciclo de nutrientes
Valor de Uso Indirecto	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación climática • Control Biológico (Regulación trófico-dinámica de las poblaciones) • Mantenimiento de la diversidad genética (Fuentes biológicas únicas) • Control de erosión, escorrentía, control de flujos, regulación del agua
Valor de Opción	<ul style="list-style-type: none"> • Reguladoras los gases de efecto invernadero (Regulación química de la atmósfera- Fijación de carbono)
Valor de No Uso	<ul style="list-style-type: none"> • Preservación de ecosistemas y del entorno ambiental • Preservación de especies endémicas

Cabe señalar que los bienes y servicios están captados a través de estudio que se selecciona para la transferencia de beneficios, en el cual, para fines de cálculo de la sanción, se privilegiará un escenario conservador.

¹⁵⁶ De acuerdo a la clasificación de Javier Falgar Viteri en su tesis "Las Zonas Regionales Naturales del Perú", 1990. La Región Orugas o Selva Baja está comprendida entre 80 msnm ya 400 msnm.

¹⁵⁷ Escuela de Hórnidos para las Regiones y Zonas Ecológicas en el Perú. Basada en la precipitación, temperatura, evaporación y vegetación.

¹⁵⁸ Cuando los niveles de precipitaciones son mayores a 4.000 mm anuales.

¹⁵⁹ Las cochas o lagos son grandes masas de aguas depositadas en una depresión o hundimiento del terreno. Las cochas tienen orillas terrales y conchales y su profundidad no supera los 10 metros.

¹⁶⁰ Las lagunas son depósitos naturales de agua de menor tamaño que un lago.

¹⁶¹ Son cochas de forma curva o media luna. Se forman por el cambio de dirección que toma el río en su recorrido.

¹⁶² Clasificación climática de Köppen-Geiger que identifica cada tipo de clima según el comportamiento de las temperaturas y precipitaciones que lo caracterizan.



Items	Características del lugar de política
Población Objetivo:	21.758 Habitantes
Cultura Aborígen:	Quechuas, Achaar, Cándosir, Cocomas/Cocankillos
Tipo de Economía:	Subsistencia
Principales Actividades:	Agricultura y Pesca

Fuente: INE (2007)¹⁰⁰, INEI (2008)¹⁰¹

Elaboración: Sub-Dirección de Gestión y Aplicación de Intervenciones

• **Recopilación y selección de estudios originales:**

Con el fin transferir los valores adecuados para calcular el Valor Económico Total (VET) de la revisión de diversos estudios de valoración ambiental, se han seleccionado dos investigaciones que utilizan métodos de preferencias declaradas. En el Cuadro N° 2 se presenta una síntesis de las características relevantes del lugar de política conformado por la zona de la laguna Shanshoccha (Lote 1AB) comparada con los respectivos lugares de política de los estudios seleccionados.¹⁰²

- YPARRAGUIRRE José (2001) Valoración económica del daño ambiental ocasionado por derrame de petróleo en la localidad de San José de Saramuro-Loreto.
- CASEY James *et al.* (2008) Willingness to accept compensation for the environmental risks of oil transport on the Amazon: A choice modeling experiment.

Cuadro N° 2: Comparación del lugar de aplicación de política (*policy site*) con los lugares de estudio (*study site*) evaluados para la transferencia de beneficios¹⁰³

Característica	Lugar de aplicación de política (<i>Policy site</i>)	Lugar del estudio de referencia (<i>Study site 1</i>)	Lugar del estudio de referencia (<i>Study site 2</i>)
	Shanshoccha (Lote 1AB)	Yparraguire, J. (2001)	Casey, James et al. (2008)
Ubicación	Loreto	Loreto	Amazonas (Mitos)
Tipo de incidente	Derrame	Gasolina	Derrame
Tipo de contaminante	Petróleo	Petróleo	Petróleo



100. Regiones que permanecen inundadas todo el año.
 101. Regiones que se inundan solo durante el verano.
 102. Regiones que nunca se inundan.
 103. Las formaciones de tierras más elevadas de la región.
 104. Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI (2007). Censo Nacional XI de Población y VI de Vivienda. Lima: INEI.
 105. Instituto Nacional de Estadística - INEI (2008) Perú: Estimaciones y proyecciones de población, 1950 - 2050. Boletín de Análisis Demográfico N° 96. Lima: INEI.
 106. Cabe señalar que se presentaron los dos estudios más significativos de una selección más amplia, en la cual se incluyen estudios que captan el valor de uso de ambientes silvestres.
 107. La información se encuentra a nivel de capital de departamento (o Estado).



Característica	Lugar de aplicación de política (Policy site)	Lugar del estudio de referencia (Study site 1)	Lugar del estudio de referencia (Study site 2)
	Bhanshodocha (Lote 1AB)	Yparaguire, J. (2001)	Casey, James, et al. (2008)
Tipo de bosque	Amazonico Tropical	Amazonico Tropical	Amazonico Tropical
Operador	Pluspetrol Norte S.A.	Pluspetrol Peru Corp.	Petrobras
Tipo de elemento contaminado	Suelo y Agua (lagunas)	Hidrocarburos y Agua (rio)	Suelo
Pobreza	0,41	0,41	0,40
Altitud (metros)	91	91	92
Temperatura promedio anual (°C)	26,7	26,7	27
Índice de Desarrollo Humano (IDH)	0,63	0,63	0,79
Medida del valor anual por familia (US\$ 2009)	-	Disposición a pagar (DAP): US\$ 49,90	Disposición a aceptar (DAA): US\$ 364 – 1 514
Medida del valor anual por familia transfirido al lugar de política (US\$ 2006)	-	Disposición a pagar (DAP): US\$ 49,90	Disposición a aceptar (DAA): US\$ 900 – 1 250
Método de valoración	-	Preferencias declaradas (Valoración contingente)	Preferencias declaradas (Choice experiment)

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI (2011); IBGE, 2012.
Elaboración: Suo Dirección de Servicio y Aplicación de Incentivos.

Al comparar las características de ambos lugares de estudio con las correspondientes al presente caso, se evidencia la existencia de similitudes, debido a que en todos los casos, los lugares de estudio pertenecen a ambientes amazónicos y contemplan la afectación por derrames de hidrocarburos.

En cuanto a las diferencias, es notoria la divergencia entre las disposiciones a pagar por familia al año, pues en el caso de Yparaguire equivalen a US\$ 49,9, mientras que para el estudio de Casey, el valor mínimo es de US\$ 900.

Debe señalarse que ambos estudios se basaron en metodologías de preferencias declaradas, las cuales son las únicas que pueden captar el valor de no uso. Así, Casey⁷⁸ aplicó el método de experimentos de elección (choice experiment), para estimar únicamente el valor de no uso, mediante la disposición a aceptar (DAA) un pago a cambio de aceptar un eventual derrame que supone la instalación de oleoductos en zonas habitadas por la población. En este caso el lugar de estudio es Manaus, capital del estado de Amazonas en Brasil.

⁷⁷ Instituto Nacional de Estadística (INEI) (2009) Perú: Estimaciones y proyecciones de población, 1960 – 2050. Boletín de Análisis Demográfico N° 36, Lima, INEI.

⁷⁸ Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE (2010). Atlas del Censo Demográfico 2010. <http://www.censo2010.ibge.gov.br/atlas/> (Revisado el 23 de agosto de 2013).

⁷⁹ CASEY, J.F., KAHN, J. y RIVAS, A. (2008) Willingness to accept compensation for the environmental risks of oil transport on the Amazon: A choice modeling experiment, en *Ecologica Economics* 67: 552-559.



De otro lado, Yparraquirre¹⁷¹ aplica el método de valoración contingente, para captar principalmente el valor de no uso, de esta forma, estima la disposición a pagar (DAP) por evitar el daño ambiental de un eventual derrame de hidrocarburos. Asimismo, el lugar de estudio se localiza en los distritos de Pannari y Uruanas, en la provincia y departamento de Loreto.

Al respecto, es importante precisar que la disposición a pagar (DAP) para evitar el daño ambiental, en este caso concreto, puede ser entendida como la DAP por la mejora de la calidad ambiental, en tanto las preguntas que se realizaron estuvieron orientadas a obtener la DAP por cuidar la calidad de su entorno ambiental.

Ahora bien, para la selección del estudio a transferir se han priorizado las consideraciones de homogeneidad de las características socioeconómicas entre los lugares de estudio y de aplicación de política. Asimismo, se ha considerado que el estudio más apropiado será aquel que garantice el escenario más conservador para la valoración ambiental.

En este contexto, se ha optado por aplicar el concepto de la DAP que, consecuentemente, proporciona el menor monto para la transferencia de beneficios, y que corresponde al estudio de Yparraquirre. Al respecto, cabe recalcar que dicho estudio: (i) sigue las recomendaciones del Panel de la *National Oceanic and Atmospheric Administration - NOAA*, (ii) no se requieren mayores ajustes por diferencia de lugares y (iii) es necesario realizar un ajuste por la variación de precios en el tiempo.

- El estudio seleccionado sigue las recomendaciones del Panel de la *National Oceanic and Atmospheric Administration - NOAA*.

El estudio seleccionado fue desarrollado para valorar la mejora de la calidad ambiental, específicamente la disposición de las personas a contribuir con una aportación económica para evitar daños ambientales, como el derrame ocurrido en el río Marañón.

El estudio utiliza el método de valoración contingente, el cual ha sido utilizado anteriormente en la valoración de daños ambientales para la aplicación de sanciones, siendo el caso más conocido el derrame del buque petrolero Exxon-Valdez que impactó las costas de Alaska en el año 1989¹⁷². El caso estableció criterios importantes en este campo; en particular, a través de la intervención del panel de especialistas¹⁷³ convocados por la *National Oceanic and Atmospheric Administration - NOAA* de Estados Unidos.



¹⁷¹ YPARRAQUIRRE J. (2001), *supra* nota 81.

¹⁷² En 1989, se produjo uno de los mayores desastros ambientales de la historia cuando el barco petrolero Exxon-Valdez botó un arroyo, derramando más de 11 millones de galones de crudo en las costas de Alaska. El derrame planteó una seria amenaza al entorno, poniendo en peligro millones de aves marinas y otras especies. No se afectaron vidas humanas, pero las afectaciones al medio ambiente y al turismo sí son evidentes. A raíz del incidente, el congreso norteamericano aprobó la "Oil Pollution Act" en 1990, la cual establece una regulación más estricta del sector, con el objetivo de prevenir futuros accidentes.
Fuente: <http://www.dhs.gov/news/2001/04/01/010401a.html>

¹⁷³ Confiado entre otros por los premios Nobel de Economía, Kenneth Arrow (1972) y Robert Solow (1987).



De acuerdo a las recomendaciones del panel NOAA,⁸⁰ un estudio de valoración contingente debe basarse en un diseño conservador, lo que implica que se pregunte por la disposición a pagar (DAP), aunque la disposición a aceptar (DAA) sea la medida teóricamente correcta para la compensación por un daño ambiental. De esta manera se minimiza el riesgo de sobreestimación del resultado de la valoración.

En este contexto, el estudio seleccionado para la presente valoración adoptó estas recomendaciones y otras, como el uso del formato de referéndum para la indagación sobre la disposición a pagar, es decir, el planteamiento de una pregunta dicotómica (*closed-ended*). Si bien es cierto, posteriormente se ofrece una serie de alternativas para la elección del monto a pagar, la mayoría de respuestas indican la alternativa de monto menor (S/10). Esto, además de estar conforme con un resultado conservador, exime al entrevistado de la dificultad de ofrecer una suma de dinero sin referencia alguna como lo sería si se le formulara una pregunta abierta (*open-ended*).

• Ajustes por la diferencia de lugares

Dado que el estudio aplica la metodología de valoración contingente, la mejora en la calidad ambiental estima principalmente el valor de no uso, el cual abarca tanto la población directamente afectada, como aquella que sin haber sido directamente impactada, asigna una valoración sobre la conservación de su entorno ambiental.

Esta consideración implica que el valor de no uso es atribuible a un amplio conjunto de habitantes.⁸¹ En este marco, la población objetivo en el lugar de estudio (*study site*) estuvo conformada por las habitantes de dos distritos, adyacentes al lugar del derrame: Páinari y Uramas.

En el lugar de aplicación de política (*policy site*), si bien el lote 1AB abarca tres distritos, se han considerado los distritos más cercanos al área de afectación: Andas (provincia de Datem del Marañón) y Trompeteros (provincia de Loreto). En el Cuadro N°3 se pueden observar las características socioeconómicas de los territorios en ambos estudios. Ambos territorios comparten tasas similares de pobreza y pobreza extrema, así como un Índice de Desarrollo Humano casi al mismo nivel. Si bien se observan diferencias entre el ingreso familiar per cápita, las tasas de nivel educativo en primaria y secundaria, así como la cobertura de seguros de salud, estas podrían ser consideradas relativamente pequeñas ya que ninguna excede a su contraparte por más de 15 puntos porcentuales. En cuanto a la fuerza laboral, ambos territorios tienen una Población Económicamente Activa (PEA) muy similar y las actividades principales son orientadas a la agricultura. En cuanto el número de viviendas se pueda observar que es superior en los distritos de Uramas y Páinari, pero la cobertura de energía eléctrica solo difiere en 8 puntos porcentuales. La única diferencia relevante encontrada en el análisis es la cobertura de servicios de agua potable las 24 horas del día.



⁸⁰ ARROW, K.; SOLLLOW, R.; PORTNEY, P.; LEAMER, E.; RADNER, R. y SCHULMAN, H., *Guía* n°142, pp. 4601-4614

⁸¹ Eventualmente, el valor de no uso puede ser atribuible a la población de todo un país, como fue el caso de la población de Estados Unidos en el caso Exxon-Valdez. Al respecto, en este caso se consideró el número total de familias norteamericanas de habla inglesa (50 339 000). Mayor detalle en Richard T. Carson et al. (2000) *Contingent Valuation and Lost Recreational Use: Damages from the Exxon-Valdez Oil Spill*. En: *Environmental and Resource Economics* N° 29:4.



Cuadro N° 3: Comparación del lugar de política (*policy site*) y el lugar de estudio (*study site*)

Características	Lugar de política	Lugar de estudio
	Sasachoccha (Andasac y Trompeteros)	Yparaguillo, J. (2001) (Umarinas y Pampari)
Aspectos geográficos:		
Tamaño del territorio (Km ²)	24.370,34	28.111,33
Región natural	Orinoco	Orinoco
Altitud (msnm)	91,00	31,00
Temperatura promedio anual (°C)	31,00	33,00
Tipo de bosque	Amazónico Tropical	Amazónico Tropical
Cobertura vegetal predominante	Agujal y Bosque Húmedo	Agujal y Bosque Húmedo
Territorio del estado (%)	1,00	1,00
Territorio ocupado por Áreas Naturales Protegidas (%)	3,00	42,00
Comunidades Nativas 2011	65,00	29,00
Aspectos socioeconómicos:		
Población 2007	16.925,00	15.730,00
Pobreza 2007 (%)	77,00	72,00
Pobreza extrema 2007 (%)	47,00	39,00
IDH-2007 ¹⁸⁰	60,00	53,00
Ingreso familiar per cápita 2007 (números reales nominales)	144,25	153,10
Población analfabeta 2007	28,00	27,00
Población con educación primaria 2007 (%)	37,00	45,00
Población con educación secundaria 2007 (%)	21,00	18,00
Población con seguro de salud 2007 (%)	86,00	55,00
Población Económicamente Activa	7.652,00	8.194,00
Viviendas:	2.453,00	3.914,00
Cobertura del servicio de energía eléctrica 2007 (%)	32,00	24,00
Cobertura del servicio de agua potable 2007 (%)	23,00	3,00

Fuente: IBC, 2009¹⁸⁰; INEI, 2007¹⁸¹; MINAM, 2010¹⁸²
Elaboración: Sub-Dirección de Selección y Aplicación de Incentivos

Las provincias evaluadas se encuentran en el departamento de Loreto, y presentan similitudes en aspectos socioeconómicos. Por ese motivo se puede considerar una aproximación a la DAP sin mayores ajustes por diferencia de lugares.

- Obtención de valores y transferencia de beneficios al lugar de aplicación de política.

¹⁸⁰ Instituto del Bien Común - IBC (2009). Sistema de Información sobre comunidades nativas de la Amazonia Peruana. Lima: IBC

¹⁸¹ Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI (2007). Censo Nacional XI de Población y VI de Vivienda. Lima: INEI

¹⁸² Ministerio de Ambiente - MINAM (2010). Mapa de Cobertura Vegetal 2010. Lima: MINAM



En el estudio seleccionado, el valor por la mejora de la calidad ambiental, basado en la DAP de las familias de la zona para evitar daños ambientales por derrame de hidrocarburos ascendió a la suma de S/. 10,00 por mes.¹⁵⁵

Para transferir el valor del lugar de estudio al lugar de política donde sucedió el daño ambiental, si bien existen similitudes entre los lugares, será necesario un ajuste por la variación de precios en el tiempo. Para captar ese cambio se realizará el ajuste por inflación, a la fecha de incumplimiento¹⁵⁶ en cada imputación.

De acuerdo a lo anterior, el estudio de Yparaguire es el más idóneo para estimar el valor económico del daño ambiental correspondiente a la Primera y Segunda infracción, debido a que este se aproxima mejor a las condiciones socioeconómicas de la zona de aplicación de política donde ocurrió la infracción, además, responde a los principales criterios establecidos según la experiencia internacional para la elaboración de estudios de valoración contingente. Finalmente, cabe destacar que el estudio seleccionado también proporciona el escenario más conservador para la valoración económica del daño ambiental.



¹⁵⁵ OSINERG (2005). Op. cit.

¹⁵⁶ El valor representativo de la DAP de S/. 10 tomado por Yparaguire correspondió al 50,61 por ciento de la población y así, por lo tanto, la mediana de la muestra (52 por ciento de los entrevistados) presenta una DAP menor a este valor y 52 por ciento presenta un valor mayor (...). Yparaguire (2001) también presentó un segundo valor, de S/. 27 (USD 5,72), correspondiente al 34,15 por ciento de los entrevistados. Yparaguire se basa en Hanemann (1991) para elegir el valor de S/. 10, ya que la mediana se ve menos afectada por los valores extremos en distribuciones asimétricas. HANEMANN, M. (1991) "Willingness to pay and willingness to accept: How much can they differ?" *American Economic Review*, 81: 633-647" (p. 123).

¹⁵⁷ Este ajuste se efectúa mediante la fórmula siguiente:

$$DAP_{1997} = DAP_{2012} \left(\frac{IPC_{1997}}{IPC_{2012}} \right)$$

Donde:

- DAP₁₉₉₇ = Disposición a pagar en el lugar y fecha de estudio
- DAP₂₀₁₂ = Disposición a pagar en el lugar o fecha de política
- IPC₁₉₉₇ = Índice de precios en el lugar y fecha de estudio
- IPC₂₀₁₂ = Índice de precios en el lugar y fecha de política

Para mayor detalle, véase sección 4.2.1 del presente anexo.





COMISION DE ENERGIA Y MINAS CONGRESO DE LA REPUBLICA

LOTE 192
CONSULTA PREVIA Y LICITACION PUBLICA

Luis E. Ortigas Cúneo
19 Noviembre 2014



LOTE 192 (EX LOTE 1 AB)

El actual Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB, celebrado entre PERUPETRO S.A. y PLUSPETROL PERÚ CORPORATION S.A. fue aprobado por Decreto Supremo N° 022-2001-EM, de 24 de mayo de 2001 y corresponde a la modificación del Contrato de Servicios para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB, aprobado por Decreto Supremo N° 024-96-EM, de fecha 29 de mayo de 1996, derivado del Contrato de Servicios Petroleros con Riesgo del Lote 1-AB, aprobado por Decreto Supremo N° 006-86-EM/PP, de fecha 22 de marzo de 1986.



LOTE 192 (EX LOTE 1 AB)

- Como consecuencia de la modificación del Contrato de Licencia aprobada por Decreto Supremo N° 048-2002-EM, el actual Contratista del Lote es la empresa PLUSPETROL NORTE S.A.
- Cabe indicar que las operaciones en el área del actual Lote 1-AB se iniciaron con el Contrato de Operaciones Petrolíferas del Lote 1-A, de fecha 22 de junio de 1971, y el Contrato de Operaciones Petrolíferas para el Lote 1-B, de fecha 03 de abril de 1978.
- El Lote 1-AB se encuentra ubicado en la Región Loreto y tiene actualmente una extensión total de **287,050.906 ha (ver Anexo)**.

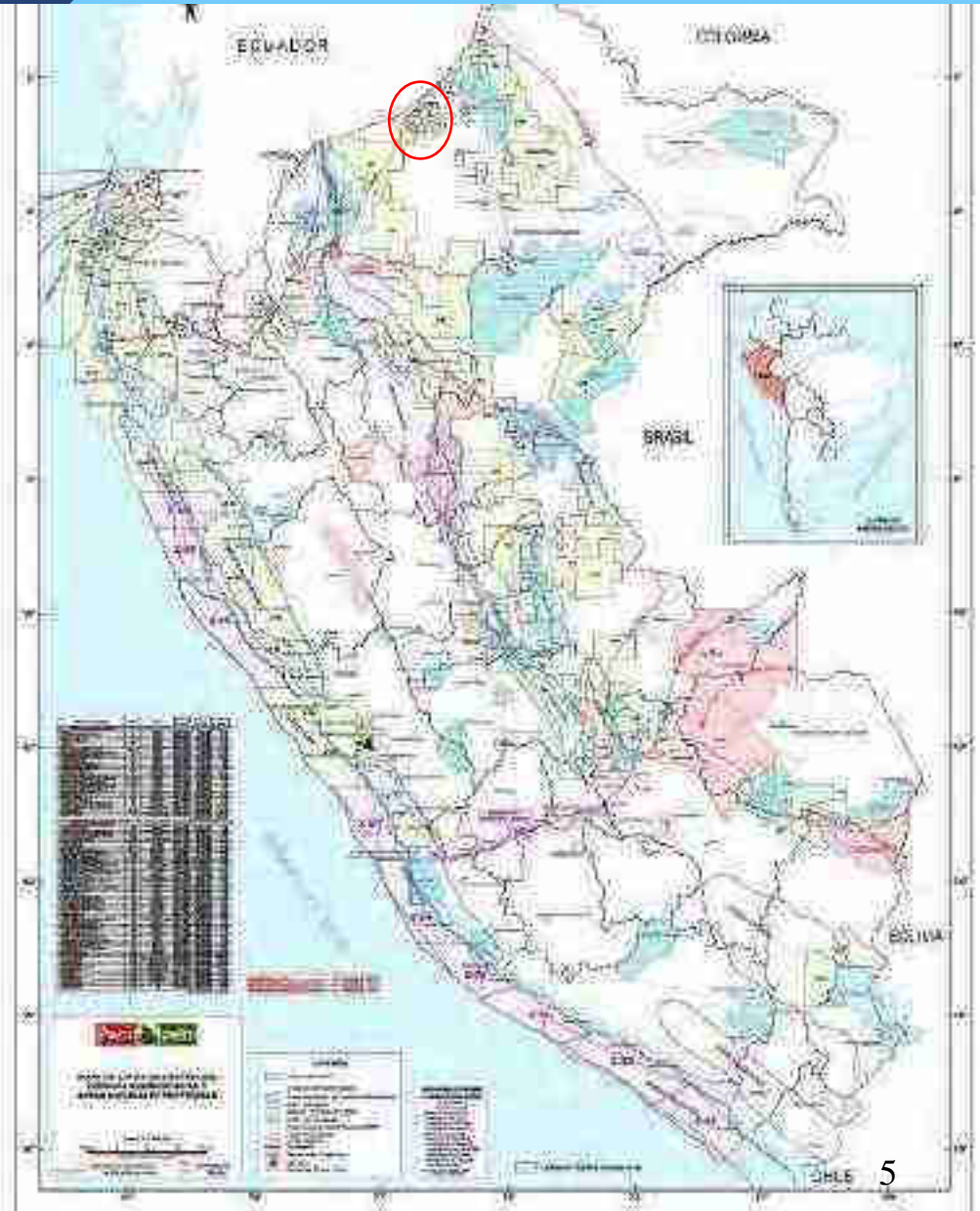


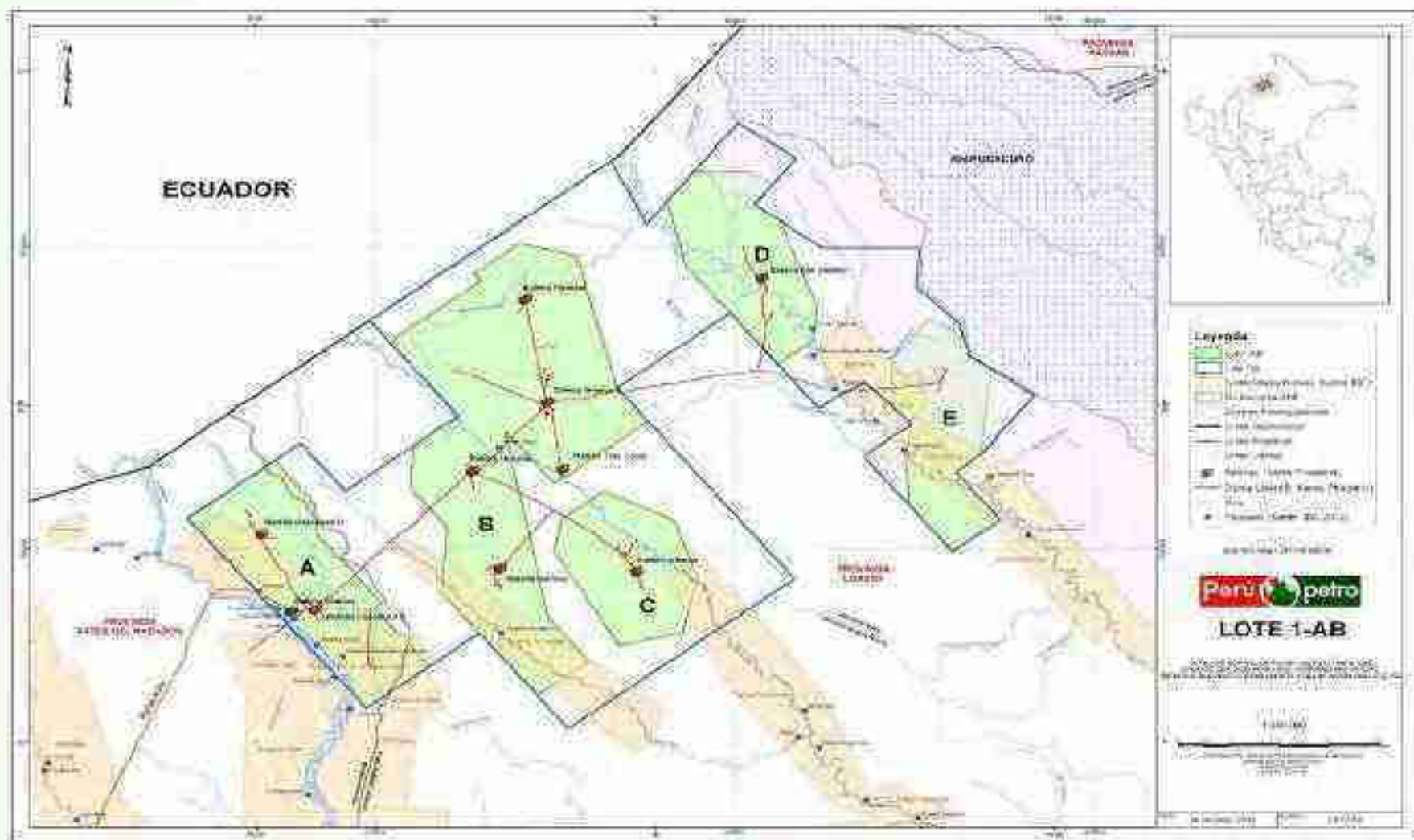
LOTE 192 (EX LOTE 1 AB)

- El Lote 1-AB registra una producción fiscalizada de Petróleo de **12,242 BPD** (promedio a octubre de 2014). Es el Lote con mayor producción de Petróleo en el Perú y representa el 17.12% de la producción total del país.
- El Contrato de Licencia del Lote 1-AB tiene como fecha de término el **29.08.2015**, y es necesario que el área del Lote sea oportunamente Contratada por PERUPETRO S.A., para garantizar la continuidad de las operaciones.
- Desde la década de 1970 hasta el presente, el desarrollo de las operaciones ha generado impactos sociales y ambientales en el área de influencia del Lote 1-AB, en razón a ello se han suscitado diversos conflictos sociales.



MAPA DE CONTRATOS







CONTRATACION DEL LOTE 192 (EX LOTE 1 AB)




- **Mediante Acuerdo de Directorio N° 066-2014, del 23 de junio de 2014, el Directorio de PERUPETRO S.A. aprobó la conformación, extensión, delimitación y nomenclatura del Lote 192, para Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos (ver Anexo). El Lote 192 tiene una extensión de 512,347.241 ha, incluyendo la totalidad del actual Lote 1-AB e incorporando áreas adicionales para efectuar actividades exploratorias.**



DATOS DEL LOTE 1-AB

- 1. Producción actual del Lote 1-AB: 12,242 BPPD (a octubre 2014)**
- 2. Regalías recaudadas del Lote 1-AB: 1,678.22 MM US\$ (2004 - Oct 2014)**
- 3. Canon Transferido a la Región Loreto: 753.06 MM S/. (2002 – 2013)**



	<p>10 Remedación ambiental</p>	<p>El tema de la consultoría independiente sobre la remediación ambiental, se planteará al más alto nivel del Gobierno durante la reunión de la Premier.</p> <p>Se deja constancia de la propuesta formulada por el coordinador de la mesa, de realizar una reunión previa con las federaciones, con la finalidad de presentar una propuesta complementaria.</p> <p>Se deja constancia de que las federaciones no aceptan la realización de la reunión previa, porque se tratará al más alto nivel del Gobierno, debido a la pérdida de confianza.</p>	<p>ONDS/PCM MINAM</p>	<p>26-28 11.14</p>
	<p>11 Licitación</p>	<p>Se reafirma el compromiso de Perupetro, manifestado en el acta suscrita en fecha 20 y 21 de febrero de 2013, de la primera reunión preparatoria para el proceso de elaboración de consulta del lote 192. <i>no se va a iniciar el proceso de licitación mientras ambas partes no tengan satisfecho el proceso de consulta</i> Para lo cual las federaciones plantearon las condiciones mínimas para iniciar el proceso de consulta.</p> <p>Queda pendiente consensuar la fecha de reunión entre Perupetro y las federaciones en Lima.</p>	<p>Perupetro</p>	<p>19.11.14</p>
	<p>12 Reunión con la Premier.</p>	<p>Se acuerda la realización de una reunión de los apus con la Premier y Ministros, para resolver el tema de titulación de tierras y otros temas críticos, la misma que será en la última semana de noviembre (posiblemente 26, 27 y 28 de noviembre). Participarán: 13 personas por cuenca: presidente de federación, 10 apus y 2 mujeres indígenas.</p>	<p>PCM/ONDS</p>	<p>11.11.14</p>



CONTRATACION DEL LOTE 192 (Ex Lote 1 AB)

- **PERUPETRO S.A. tiene programado realizar una Licitación Pública Internacional, para otorgar el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 192, que comprende el área del Lote 1-AB. Se tiene avanzado el trabajo correspondiente a las Bases y el Modelo de Contrato.**



CONTRATACION DEL LOTE 192 (Ex Lote 1 AB)

- **En el Acta de la primera reunión preparatoria para el proceso de elaboración del plan de consulta del Lote 192, realizada el 20 y 21 de febrero de 2013, PERUPETRO S.A. se comprometió a no iniciar el proceso de Licitación mientras no se haya satisfecho el proceso de Consulta Previa. Este compromiso fue ratificado en el marco de la Comisión Multisectorial de Desarrollo de las Cuencas del Pastaza, Tigre, Corrientes y Marañón, del departamento de Loreto, en el Acta de la reunión realizada los días 8, 9 y 10 de noviembre de 2014.**



CONTRATACION DEL LOTE 192 (Ex Lote 1 AB)

Sin embargo, en el plazo de 09 meses que resta hasta la fecha de terminación del Contrato de Licencia del Lote 1-AB, resulta materialmente imposible realizar primero el proceso de Consulta Previa (que requeriría aproximadamente 06 meses), y después la convocatoria a la Licitación Pública Internacional (que requeriría aproximadamente 06 meses).



CONTRATACION DEL LOTE 192 (EX Lote 1 AB)

- **Considerando lo expuesto, se debería realizar en paralelo el proceso de Consulta Previa y la Licitación Pública Internacional. Al respecto, la Consulta Previa debe realizarse antes de la aprobación de la Medida Administrativa por el Estado, en este caso, el Decreto Supremo que apruebe el Contrato de Licencia, no necesariamente antes de convocar a Licitación.**
- **De otra parte, la problemática social y ambiental en el área del Lote 1-AB hace inviable en la actualidad el desarrollo la Consulta Previa, a pesar de los esfuerzos que ha desplegado PERUPETRO S.A.**



CONTRATACION DEL LOTE 192 (Ex Lote 1 AB)

- **Para que PERUPETRO S.A. pueda desarrollar el proceso de Consulta Previa y se logre alcanzar un acuerdo entre el Estado y los pueblos indígenas u originarios, es necesario que el Estado asuma previamente compromisos con las poblaciones del área del Lote 1-AB, en relación a sus demandas.**



COMISIONES MULTISECTORIALES

- **Mediante Resolución Suprema N° 200-2012-PCM del 28 de junio de 2012, se creó la Comisión Multisectorial de Naturaleza Temporal, adscrita a la Presidencia del Consejo de Ministros, encargada de analizar, diseñar y proponer medidas que permitan mejorar las condiciones sociales y ambientales de la población en las cuencas del Pastaza, Tigre, Corrientes y Marañón del departamento de Loreto; posteriormente, con Resolución Suprema N° 212-2013-PCM, se prorrogó su plazo de vigencia hasta el 13 de julio de 2014.**



COMISIONES MULTISECTORIALES

Como resultado del trabajo de la Comisión antes referida, mediante Resolución Suprema N° 119-2014-PCM, del 31 de marzo de 2014, se conformó una nueva Comisión Multisectorial de carácter temporal denominada “Desarrollo de las Cuencas del Pastaza, Tigre, Corrientes y Marañón, del departamento de Loreto”, con la finalidad de proponer medidas que permitan mejorar las condiciones sociales y ambientales de las poblaciones de las cuencas en los distritos de Pastaza, Andoas, Tigre, Trompeteros, Urarinas y Parinari, favorecer el desarrollo integral y apoyar en la implementación de los proyectos de desarrollo públicos, privados y ejecución de obras que presenten la autoridad distrital, provincial y/o regional, así como la población organizada y las empresas asentadas en dicho ámbito territorial.



COMISIONES MULTISECTORIALES

La Comisión está conformada por las siguientes Mesas de Trabajo:

- a) Mesa 1: Desarrollo Integral e Intercultural, Saneamiento, Servicios Públicos y Proyectos Productivos.**
- b) Mesa 2: Remediación e Indemnización Ambiental.**
- c) Mesa 3: Titulación de Tierras, Compensación e Indemnización por otros daños.**

Esta Comisión tiene un plazo de 15 meses para el cumplimiento de las actividades encomendadas.



PROPUESTA PARA VIABILIZAR LPI DEL LOTE 192

- **Para que PERUPETRO S.A. pueda llevar a cabo con éxito el proceso de Consulta Previa y la Licitación Pública Internacional por el Lote 192, antes de la fecha de terminación del Contrato, consideramos necesario que el Estado garantice el cumplimiento de los compromisos que se alcancen a través de la Comisión Multisectorial, en los siguientes temas:**
 - 1. Titulación. 2. Indemnización. 3. Compensación.**
 - 4. Remediación. 5. Saneamiento y Otros.**



PROPUESTA PARA VIABILIZAR LPI DEL LOTE 192

1. **Suscripción de Actas de compromiso**: el Estado (Poder Ejecutivo) asumiría el cumplimiento de los compromisos que se alcancen en la Comisión Multisectorial, respecto de los puntos que se acuerden.
2. **Aprobación de Cronograma**: para el cumplimiento de los compromisos que se alcancen en la Comisión Multisectorial, respecto de lo puntos acordados.
3. **Constitución de un fideicomiso**: para la administración de los recursos destinados para el cumplimiento de los compromisos asumidos por el Estado respecto de los puntos acordados.



PROPUESTA PARA VIABILIZAR LPI DEL LOTE 192

Podría destinarse inicialmente al fondo del fideicomiso el monto que cancelaría a PERUPETRO S.A. el nuevo Contratista del Lote 192, por la adquisición de los bienes del Lote 1AB, cuyo valor de tasación, a diciembre de 2012, es de alrededor de US\$ 350 millones.



PROPUESTA PARA VIABILIZAR LPI DEL LOTE 192

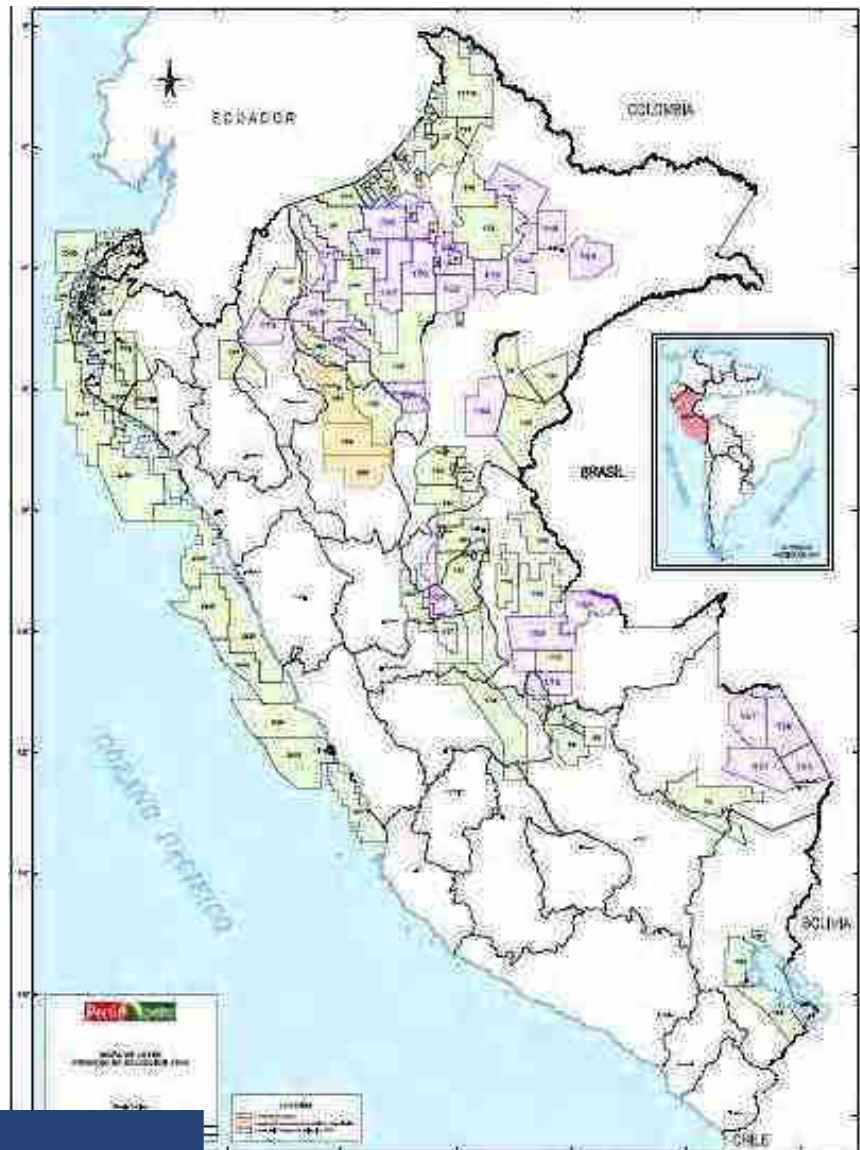
Se requeriría la aprobación de una Ley que establezca una excepción a la obligación de PERUPETRO S.A. de transferir los ingresos producto de la venta de los bienes antes referidos al Tesoro Público, conforme al T.U.O. de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-EM y la Ley N° 26225, Ley de Organización y Funciones de PERUPETRO S.A.



Nuevos Proyectos de Hidrocarburos

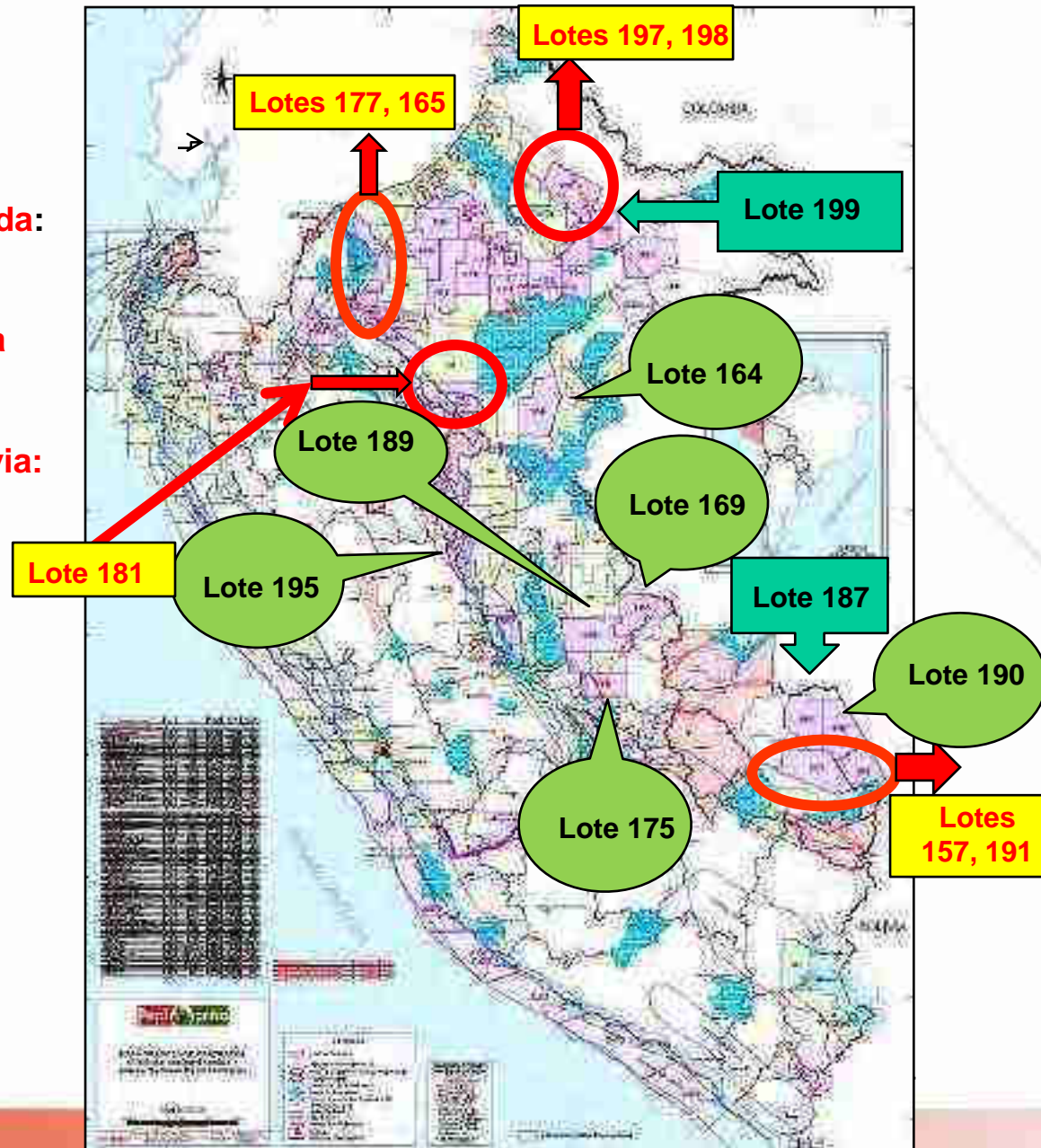


Nuevos Proyectos por Hidrocarburos





- 1.- **Lotes con Consulta Previa terminada:**
169, 195, 164, 189, 175, 190
- 2.- **Lotes que no necesitan Consulta Previa:** 199 y 187
- 3.- **Lotes en proceso de Consulta Previa:**
157, 191, 165, 177, 181, 197, 198
- 4.- **Lote para Consulta Previa:** 11





Licitaciones Lotes en Explotación

- 1. Lote III, provincia de Talara, departamento de Piura.
Fecha: Diciembre 2014.**
- 2. Lote IV, provincia de Talara, departamento de Piura.
Fecha: Diciembre 2014.**
- 3. Lote 192, provincias de Loreto y Datem del Marañón,
departamento de Loreto
Fecha: Junio 2015**



Gracias



SPIJ: CONSTITUCION POLITICA, LEYES ORGANICAS Y CODIGOS\NORMAS LEGALES\2015\AGOSTO\Sábado, 29 de agosto de 2015\ENERGIA Y MINAS

Sector: ENERGIA Y MINAS

Fecha de Publicación: 29 de agosto de 2015

Aprueban Contrato de Servicios Temporal para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 192

DECRETO SUPREMO N° 027-2015-EM

Enlace Web: EXPOSICIÓN DE MOTIVOS - PDF. (<http://spij.minjus.gob.pe/Graficos/Peru/2015/Agosto/29/EXP-DS-027-2015-EM.pdf>)

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, es política del Gobierno promover el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas, sobre la base de la libre competencia;

Que, mediante el Decreto Supremo N° 042-2005-EM, se aprobó el Texto Único Ordenado de la N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, que regula las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional;

Que, conforme lo establece el literal b) del Artículo 6 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, PERUPETRO S.A. está facultada a negociar, celebrar y supervisar, en su calidad de Contratante, los Contratos para la Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos, a que se refiere el Artículo 10 de dicha Ley;

Que, el Artículo 11 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, establece que los Contratos podrán celebrarse, a criterio del Contratante, previa negociación directa o por convocatoria; y, que los Contratos se aprobarán por Decreto Supremo refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y de Energía y Minas;



actividades de exploración o explotación de Hidrocarburos o ambas actividades;

Que, el Directorio de PERUPETRO S.A., mediante Acuerdo N° 083-2015, de fecha 23 de agosto de 2015, aprobó el Proyecto de Contrato de Servicios Temporal para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 192, a suscribirse entre PERUPETRO S.A. y PACIFIC STRATUS ENERGY DEL PERU S.A. elevándolo al Poder Ejecutivo para su consideración y respectiva aprobación;

Que, de acuerdo con lo establecido en los artículos 63 y 66 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, en el Decreto Legislativo N° 668 y demás normas aplicables, es procedente otorgar las garantías señaladas por estos dispositivos;

De conformidad con lo dispuesto en los numerales 8) y 24) del artículo 118 de la Constitución Política del Perú y el Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-EM;

DECRETA:

Artículo 1.- Del Lote objeto del Contrato

Aprobar la conformación, extensión, delimitación y nomenclatura del área inicial del Lote 192, ubicado entre las Provincias de Datem del Marañón y Loreto de la Región Loreto, adjudicándolo a PERUPETRO S.A. y declarándolo materia de suscripción de Contrato; el mapa y la memoria descriptiva de dicho Lote forman parte integrante del presente Decreto Supremo.

Artículo 2.- De la Aprobación del Contrato

Aprobar el Contrato de Servicios Temporal para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 192, que consta de una (01) Cláusula Preliminar, veintitrés (23) Cláusulas y seis (06) Anexos, a celebrarse entre PERUPETRO S.A. y PACIFIC STRATUS ENERGY DEL PERU S.A., con intervención del Banco Central de Reserva del Perú, para garantizar a la empresa Contratista lo establecido en los artículos 63 y 66 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-EM. (*)

(*) De conformidad con el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 004-2020-EM (</spij-ext-web/detallenorma/H1255845>), publicado el 27 febrero 2020, se aprueba la modificación del Contrato de Servicios Temporal para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 192, aprobado por el presente Decreto Supremo, a efectos de: i) extender por seis (6) meses el plazo para la fase de explotación de Hidrocarburos del Contrato, ii) reflejar en el Contrato la modificación de la denominación social del Contratista a FRONTERA ENERGY DEL PERÚ S.A. y de su garante corporativo a FRONTERA ENERGY CORPORATION, iii) incluir una cláusula anticorrupción.

Artículo 3.- De la Autorización para suscribir el Contrato



Artículo 4.- Del refrendo

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas y por la Ministra de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintiocho días del mes de agosto del año dos mil quince.

OLLANTA HUMALA TASSO

Presidente de la República

ALONSO SEGURA VASI

Ministro de Economía y Finanzas

ROSA MARÍA ORTIZ RÍOS

Ministra de Energía y Minas



**Tribunal de Fiscalización Ambiental
Sala Especializada en Minería, Energía,
Actividades Productivas e Infraestructura y Servicios**

RESOLUCIÓN N° 192-2020-OEFA/TFA-SE

- EXPEDIENTE N°** : 0064-2020-DSEM-CHID, 0098-2020-DSEM-CHID, 0100-2020-DSEM-CHID, 0146-2020-DSEM-CHID, 0208-2020-DSEM-CHID, 0256-2020-DSEM-CHID y 0264-2020-DSEM-CHID
- PROCEDENCIA** : DIRECCIÓN DE SUPERVISIÓN AMBIENTAL EN ENERGÍA Y MINAS
- ADMINISTRADO** : FRONTERA ENERGY DEL PERÚ S.A.
- SECTOR** : HIDROCARBUROS
- APELACIÓN** : RESOLUCIÓN N° 00039-2020-OEFA/DSEM

SUMILLA: *Se confirma la Resolución N° 00039-2020-OEFA/DSEM del 7 de julio de 2020, a través de la cual se impuso la medida preventiva a Frontera Energy del Perú S.A. referida a ingresar al Lote 192, para efectuar las actividades de control, contención, limpieza y descontaminación en las áreas afectadas por los derrames ocurridos en el Lote 192, precisándose que el plazo establecido en dicha medida fue posteriormente modificado, siendo que no corresponde una suspensión de plazo.*

Lima, 1 de octubre de 2020

I. ANTECEDENTES

1. Frontera Energy del Perú S.A.¹ (en adelante, **Frontera Energy**) realiza actividades de explotación de hidrocarburos en el Lote 192, ubicado en el distrito Tigre, provincia y departamento de Loreto (en adelante, **Lote 192**).
2. El 30 de agosto de 2015, Perupetro S.A. (en adelante, **Perupetro**) y Pacific Stratus Energy del Perú S.A. (ahora, Frontera Energy) suscribieron el *Contrato de Servicios Temporal para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 192*, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2015-EM.

¹ Registro Único de Contribuyente N° 20517553914.



3. Frontera Energy² y Perupetro³ informaron al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (**OEFA**) respecto la aceptación de la invocación de fuerza mayor y como consecuencia la suspensión del contrato expuesto en el considerando previo, lo que implicaba que las operaciones en el Lote 192 se paralizaran por temas sociales desde el 27 de febrero de 2020.
4. Ahora bien, corresponde señalar que, durante el presente año, el administrado presentó los siguientes Reportes Preliminares de Emergencias Ambientales⁴:

Cuadro N° 1: Emergencias Ambientales ocurridas en el Lote 192

Fecha	Instalación	Lugar
17/02/2020	Pozo Cerrado Dorissa 13	Mini Mandril del pozo Dorissa 13
22/04/2020 ⁵	San Jacinto	San Jacinto
30/04/2020 ⁶	Capahuari Sur	Capahuari Sur
12/05/2020	Capahuari Norte	Batería Capahuari Norte
08/06/2020	San Jacinto	Batería San Jacinto
16/06/2020	San Jacinto	Batería Dorissa
29/06/2020	Huayuri	Batería Huayuri
29/06/2020	Yacimiento Huayuri	Locación Pozos 12, 13 y 14 Huayuri

Elaboración: TFA.

5. Asimismo, cabe señalar que, mediante la Resolución N° 00032-2020-OEFA/DSEM del 18 de mayo de 2020⁷, la Dirección de Supervisión Ambiental en Energía y Minas (**DSEM**) del OEFA ordenó un mandato de carácter particular a Frontera Energy a fin de presentar un plan para efectuar actividades en las baterías San Jacinto, Capahuari Norte, Capahuari Sur y al Pozo 13 del Yacimiento Dorissa Lote 192. Cabe agregar que, a fin de acreditar el mandato en cuestión, el administrado remitió el 20 de mayo de 2020, vía correo electrónico, información relacionada respecto del mismo.
6. Mediante Resolución N° 00039-2020-OEFA/DSEM del 7 de julio de 2020⁸, la

² Mediante carta s/n recibida el 10 de marzo de 2020.

³ Mediante carta GGRL-SUPC-GFST-00402-2020.

⁴ Conforme al Reglamento del Reporte de Emergencias Ambientales de las actividades bajo el ámbito de competencia del OEFA, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 018-2013-OEFA/CD (publicada en el diario oficial *El Peruano* el 24 de abril de 2013).

⁵ Si bien el documento consigna como fecha el 22/03/2020, de la revisión del reporte se advierte que el evento ocurrió en abril.

⁶ Si bien el documento consigna como fecha el 30/03/2020, de la revisión del reporte se advierte que el evento ocurrió en abril.

⁷ Cabe agregar que la mencionada resolución fue debidamente notificada al administrado el 18 de mayo de 2020.

⁸ Cabe agregar que la mencionada resolución fue debidamente notificada al administrado el 7 de julio de 2020.



DSEM del OEFA impuso a Frontera Energy el cumplimiento de las siguientes medidas administrativas:

Cuadro N° 2: Detalle de las medidas administrativas

Medida administrativa	N°	Obligación	Plazo de cumplimiento	Forma y plazo para acreditar el cumplimiento
Medidas preventivas	1	Iniciar la ejecución, de forma inmediata, de las acciones para la implementación del Plan de Contingencia contenidas en el "Plan para efectuar Actividades en las Baterías San Jacinto, Capahuari Norte, Capahuari Sur y al Pozo 13 del Yacimiento Dorissa Lote 192" en las áreas afectadas del Yacimiento Dorissa; San Jacinto; Capahuari Sur y Norte, incluyendo el Yacimiento Huayuri.	Inmediata a partir del día hábil siguiente de notificada la resolución que impone las medidas administrativas.	Frontera Energy deberá remitir un informe a través de la Mesa de Partes Virtual http://sistemas.oeffa.gob/mpv/#/tramite en un plazo de cinco (5) días hábiles siguientes a la notificación de la resolución que impone las medidas administrativas, a través de la cual se acredite las acciones para la implementación del Plan de Contingencias contenidas en el "Plan para efectuar Actividades en las Baterías San Jacinto, Capahuari Norte, Capahuari Sur y al Pozo 13 del Yacimiento Dorissa Lote 192" con relación a las emergencias citadas en la obligación
	2	Ingresar al Lote 192, en un plazo de diez (10) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la resolución que impone las medidas administrativas, para efectuar las actividades de control, contención, limpieza y descontaminación en las áreas afectadas por los derrames ocurridos en: <ul style="list-style-type: none"> • Pozo 13 del yacimiento Dorissa; • Batería San Jacinto; • Batería Capahuari Sur; • Batería Capahuari Norte; • Pozo 15 del yacimiento Dorissa; • Tanque del yacimiento Huayuri; y, • Locación de los pozos 12, 13 y 14 del yacimiento Huayuri. 	Diez (10) días hábiles contados a partir del día hábil siguiente de notificada la resolución que impone las medidas administrativas.	Frontera Energy debe informar al OEFA a través de la Mesa de Partes Virtual http://sistemas.oeffa.gob/mpv/#/tramite la fecha estimada en la que efectuará su ingreso al Lote 192. Dicha comunicación debe producirse en un plazo de cinco (5) días hábiles previos a dicha fecha estimada.
Mandatos de carácter particular	1	Presentar, en un plazo máximo de diez (10) días hábiles contados a partir del día siguiente a la fecha de ingreso al Lote 192, el cronograma detallado de las actividades de limpieza y	Diez (10) días hábiles contados a partir del día hábil siguiente a la fecha de ingreso al Lote 192.	Frontera Energy deberá remitir un cronograma detallado a través de la Mesa de Partes Virtual http://sistemas.oeffa.gob/mpv/#/tramite en un plazo de diez (10) días hábiles contados a partir del día siguiente a la fecha de ingreso al Lote 192, el cual debe contener como mínimo lo



		descontaminación a realizarse en las áreas afectadas por los derrames señalados precedentemente.		siguiente: <ul style="list-style-type: none"> - La identificación de las causas y de las zonas afectadas por las emergencias ambientales. - Dimensionamiento del área afectada identificando los componentes ambientales comprometidos por las emergencias ambientales. - Reparación de las causas de las emergencias. - Contención y recuperación del hidrocarburo derramado. - Limpieza de las áreas afectadas. - Recolección, transporte, almacenamiento y disposición final de los residuos sólidos peligrosos generados durante las emergencias. - Descontaminación de las áreas afectadas. - Muestreo de las áreas descontaminadas. - Análisis de los resultados de muestreo con laboratorio acreditado.
	2	Coordinar de forma inmediata con las comunidades vinculadas a las áreas del pozo 13 del yacimiento Dorissa, las baterías San Jacinto, las baterías de Capahuari Sur y Capahuari Norte, el pozo 15 del yacimiento Dorissa, el tanque del yacimiento Huayuri y la locación de los pozos 12, 13 y 14 del yacimiento Huayuri, sobre el ingreso al Lote 192.	Inmediata a partir del día hábil siguiente de notificada la resolución que impone las medidas administrativas.	Frontera Energy deberá presentar un informe a través de la Mesa de Partes Virtual http://sistemas.oefa.gob/mpv/#/tramite en un plazo de dos (2) días hábiles siguientes a la notificación de la resolución que impone las medidas administrativas. El informe deberá incluir: <ul style="list-style-type: none"> - Nombre y apellidos de la persona contactada por comunidad; - Cargo de la persona contactadas por comunidad; - Número telefónico de la persona contactada por comunidad; - Actas de acuerdo que sean suscritas; - U otro medio probatorio que acredite el cumplimiento de la medida.

Fuente: Resolución N° 00039-2020-OEFA/DSEM.
Elaboración: TFA

7. El 9 de julio de 2020, Frontera Energy presentó el escrito con Registro N° 2020-E01-046738, a través del cual señala dar cumplimiento respecto del mandato de carácter particular N° 2 descrito en el Cuadro N° 2 de la presente resolución.
8. Mediante carta con Registro N° GGRL-SUPC-GFST-00804-2020 emitida el 10 de julio de 2020, la Gerencia General de Perupetro remitió a la DSEM del OEFA su opinión respecto a las medidas administrativas presentadas en el Cuadro N° 2 de



la presente resolución, precisando que:

(...) Al igual que su Dirección, estamos de acuerdo en **que la fuerza mayor otorgada a Frontera, no lo exime de responsabilidad con relación a sus demás obligaciones contractuales ni a otras obligaciones provenientes de fuente distinta a la contractual, entre ellas, las obligaciones ambientales del mismo contrato y las establecidas en la normativa ambiental aplicable**; sobre todo aquellas referidas a la ocurrencia de emergencias ambientales, tales como los derrames de hidrocarburos producidos en las instalaciones del Lote 192.

(...)

En ese sentido, ante la importancia del asunto reiteramos nuestra preocupación respecto a las emergencias ambientales ocurridas en el Lote 192 operado por Frontera y, en el marco de las disposiciones relacionadas con la preservación del medio ambiente y de los protocolos sanitarios y de seguridad aplicables, efectuaremos las coordinaciones con Frontera siempre dentro de nuestras competencias, ratificando nuestro compromiso frente a las acciones para gestionar el cumplimiento contractual.

(Énfasis agregado)

9. El 13 de julio de 2020, Frontera Energy presentó el escrito con Registro N° 2020-E01-047940, mediante la cual se refirió a la medida preventiva N° 2 descrita en el Cuadro N° 2 de la presente resolución, señalando que, conforme con el numeral 23.1 del Reglamento de Supervisión del OEFA aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 006-2019-OEFA/CD (**Reglamento de Supervisión**), mediante la cual solicitó una prórroga para el cumplimiento de la medida preventiva de 15 (quince) días hábiles adicionales.
10. El 14 de julio de 2020, Frontera Energy presentó el escrito con Registro N° 2020-E01-048154, a través del cual señala dar cumplimiento respecto a la medida preventiva N° 1 descrita en el Cuadro N° 2 de la presente resolución.
11. El 16 de julio de 2020, el administrado sostuvo una reunión virtual con la DSEM, a efectos de referirse a las acciones realizadas en el marco de la Resolución N° 00039-2020-OEFA/DSEM, en la cual se le requirió la presentación de información al administrado⁹ en un plazo de 2 (dos) días hábiles. Dicha información fue remitida por el administrado, mediante escrito con Registro

⁹ Se requirió la siguiente información:

- Contrato que tiene suscrito con la empresa A&S Aviation Pacific S.A.C.
- Documentos cursados a Perupetro y CORPAC informando acerca del estado del aeródromo de Andoas.
- Otros medios probatorios que sustenten las coordinaciones realizadas.
- Información relacionada a las medidas de prevención que ha implementado en las instalaciones donde ocurrieron las emergencias de los yacimientos de Capahuari Sur, Capahuari Norte, Dorissa, Huayuri y San Jacinto; precisando los componentes de las instalaciones que se encuentren asociados a las fuentes de los derrames de Capahuari Norte, Capahuari Sur y San Jacinto.
- Informe de las acciones efectuadas en coordinación con el Ejército Peruano respecto de las emergencias ocurrida en Capahuari Norte y Capahuari Sur, adjuntando los medios probatorios que la sustenten.



N° 2020-E01-049468¹⁰, presentado el mismo día, en donde presentó la información solicitada en el ítem 3.

12. El 21 de julio del 2020, Frontera Energy interpuso recurso de apelación¹¹ en contra de la Resolución N° 00039-2020-OEFA/DSEM, en el extremo referido a la medida preventiva N° 2 descrita en el Cuadro N° 2 de la presente resolución¹², mediante el cual expuso los siguientes argumentos:

Cuestión previa

- a) El apelante señaló que el 13 de julio de 2020 presentó una solicitud de prórroga de 15 (quince) días hábiles adicionales para el cumplimiento de la medida preventiva N° 2 descrita en el Cuadro N° 2 de la presente resolución¹³, indicando que, sin perjuicio de ello, solicitó se revoque la referida medida y se suspenda el plazo para el ingreso al Lote 192.
- b) El recurrente alegó que dicha suspensión deberá mantenerse hasta que Frontera Energy cuente con las facilidades y garantías correspondientes para su ingreso, sin afectar la salud e integridad física de sus trabajadores, pues ante la revisión exhaustiva de los hechos, consideró que no es posible determinar una fecha exacta de ingreso al Lote.
- c) Asimismo, el administrado precisó que continúa realizando todas las coordinaciones necesarias para lograr un próximo ingreso al Lote, siendo que el cumplimiento de la medida preventiva materia de análisis "(...) no

¹⁰ Presentado el 16 de julio de 2020, mediante escrito con Registro N° 2020-E01-049468.

¹¹ Mediante escrito con Registro N° 2020-E01-027610.

¹² Específicamente, el administrado alegó que:

(...) oportunamente procedemos a interponer **RECURSO DE APELACIÓN** contra la Resolución **en el extremo referido a la Medida Preventiva 2**, por cuanto no se ajusta a derecho y agravia los legítimos intereses de FRONTERA.

I. PETITORIO

Por medio del presente Recurso de Apelación, solicitamos se revoque la Resolución en el extremo referido a la Medida Preventiva 2, por cuanto lo ordenado resulta imposible de ejecutar.

En consecuencia, solicitamos que, al momento de resolver el presente recurso, se ordene suspender el plazo otorgado hasta que FRONTERA cuente con las facilidades y garantías correspondientes para su ingreso al Lote 192, sin afectar la salud e integridad física de sus trabajadores.

¹³ Frontera Energy precisó que los principales puntos para la prórroga del plazo son:

- Situación de Emergencia Sanitaria en las Comunidades Nativas.
- Imposibilidad de lograr acuerdo con la Comunidad Nativa José Olaya que permita el desplazamiento de Frontera en el Lote 192.
- Imposibilidad de contar con la logística necesaria para el ingreso en el plazo otorgado.
- Imposibilidad de contar con el acompañamiento del Ejército del Perú.



responde exclusivamente a lo que pueda disponer Frontera Energy, sino que depende de esfuerzos en conjunto por parte de otras entidades”.

Respecto al estado de fuerza mayor

- d) Frontera Energy alegó que el estado de fuerza mayor imposibilita no solo continuar con la operación de Lote, sino, también, a poder cumplir con sus obligaciones ambientales al encontrarse imposibilitado de ingresar.
- e) Sobre ello, el apelante mencionó que, con fecha 10 de marzo de 2020, se comunicó al OEFA que se encontraba en estado de fuerza mayor desde el 27 de febrero de 2020, conforme fue corroborado y aceptado por Perupetro, quien comunicó lo mismo al OEFA, a través de la Carta GGRL-SUPC-GFST-00272-2020.
- f) El recurrente mencionó que la DSEM considera que la fuerza mayor no exime a Frontera Energy de sus obligaciones ambientales, específicamente, para la remediación y limpieza de las áreas afectadas por los derrames ocurridos. Con ello, el estado de fuerza mayor –concedido por Perupetro– acredita que el titular se encuentra imposibilitado de continuar con sus operaciones, así como imposibilitado de realizar cualquier otra actividad que requiera de personal en la zona.
- g) Por otro lado, Frontera Energy señaló que mantuvo en el Campamento Andoas a 30 (treinta) trabajadores, con el fin de mantener operativo el aeródromo de la zona, así como continuar con la generación de energía eléctrica a favor de las comunidades, sin tener acceso alguno a la zona de operaciones del Lote, siendo que, debido al Estado de Emergencia, el 1 de mayo de 2020, se retiró a todo su personal, a fin de evitar la propagación de contagios de COVID-19.
- h) El administrado alegó que, teniendo en consideración ello, se encuentra impedido de ingresar al Lote 192 y de ejecutar cualquier actividad dentro del mismo, siendo que la medida preventiva vulnera el principio de razonabilidad referido a las decisiones de la autoridad administrativa y respecto al contenido de todo acto administrativo, que debe tener un objeto físicamente posible. El administrado alegó que ha cumplido con las obligaciones dentro del margen de sus posibilidades, cumpliendo con la presentación de los reportes de emergencias ambientales y brindando asistencia técnica remota al Ejército del Perú.
- i) El apelante señaló que, debido al estado de fuerza mayor en el que se encuentran, carece de todo sentido exigir el ingreso al Lote en el plazo de



diez (10) días hábiles cuando dicha orden resulta imposible físicamente de ejecutar. Con ello, conforme con la normativa civil, si la inejecución de una medida administrativa deviene de un caso fortuito o fuerza mayor, el titular no resultará responsable por el incumplimiento, toda vez que las causas no resultan oponibles al administrado.

Respecto al Plan de Vigilancia, Prevención y Control de COVID-19 en el Trabajo

- j) El recurrente precisó que, conforme con la Resolución Ministerial N° 128-2020-MINEM/DM y la Resolución Ministerial N° 239-2020-MINSA, presentó el Plan de Vigilancia, Prevención y Control de COVID-19 en el Trabajo que fue aprobado el 19 de junio de 2020, precisando que este en sí no permite “realizar acciones destinadas a prevenir, minimizar, rehabilitar, remediar y compensar”, pues este solo significa que se encuentra habilitado a reiniciar actividades, conforme a ley, “(...) al momento que la empresa lo considere”.
- k) Frontera señaló que, en tanto que, en algún momento, debe retomar las operaciones en el Lote, vio oportuno ir gestionando la elaboración y aprobación del mencionado plan para cuando pueda ingresar, lo cual no significa que el estado de fuerza mayor haya desaparecido y que se encuentre posibilitado de ingresar a las operaciones.

Respecto al Plan para efectuar Actividades en las Baterías San Jacinto, Capahuari Norte, Capahuari Sur y al Pozo 13 del Yacimiento Dorissa Lote 192

- l) El administrado mencionó que, en cumplimiento de la Resolución N° 00032-2020-OEFA/DSEM, presentó el “Plan para efectuar Actividades en las Baterías San Jacinto, Capahuari Norte, Capahuari Sur y al Pozo 13 del Yacimiento Dorissa Lote 192”, siendo que en el mismo detalló cuáles serían las facilidades requeridas para su ingreso al Lote, tales como las garantías ofrecidas por el Estado, respecto a la integridad física de sus trabajadores, así como el acompañamiento del Ejército Peruano, las entidades correspondientes, entre otros.
- m) Asimismo, el apelante alegó que, pese a que el ingreso se encontraba supeditado a que se ofrezcan las garantías y facilidades correspondientes, se cumplió con presentar el cronograma solicitado donde se plasmaron las acciones correspondientes del Plan de Contingencia, así como las acciones de contención y limpieza, a ser llevadas a cabo una vez se ingrese al Lote. Dicho punto, señaló el administrado, había sido tomado en cuenta por la propia Administración, al requerir como parte del mandato especificar las



facilidades que el titular requiera.

- n) El recurrente precisó que la presentación del plan, en cumplimiento de la Resolución N° 00032-2020-OEFA/DSEM, evidencia que viene cumpliendo con todo lo que se encuentra dentro de sus posibilidades y se encuentra preparado para remediar las zonas que se vieron afectadas por los derrames, una vez que se facilite la entrada al Lote. Con ello, el administrado agregó que, tal como señaló DSEM, cuenta con una estrategia organizada para ejecutar su ingreso al lote en lo que concierne a la empresa, siendo que las garantías y sus esfuerzos en conjunto por parte de otras entidades, serán determinantes e indispensables para el ingreso y posterior ejecución de las actividades contempladas en el Plan.

Respecto a las facilidades para el ingreso al Lote 192

- o) Frontera Energy indicó que no encontró a lo largo de la resolución impugnada sustento alguno que permita a la DSEM afirmar las facilidades para el ingreso, sino que se indica que es importante tener en cuenta las facilidades requeridas por el administrado para ingresar al Lote 192, encontrándose la garantía del Estado Peruano, acompañamiento de entidades y opinión favorable del Ministerio de Cultura.
- p) El administrado agregó que no cuenta con las facilidades requeridas para el ingreso al Lote 192, precisando que la medida preventiva materia de apelación solo podría ser exigible si es que el OEFA ha cumplido con garantizar el ingreso al Lote 192, lo cual no ha ocurrido, siendo que carece de sentido exigir el ingreso sin haber cumplido con los requerimientos establecidos en respuesta a la Resolución N° 00032-2020-OEFA/DSEM.
- q) Por otro lado, el apelante mencionó que OEFA ha hecho una serie de reuniones y comunicaciones tanto con Frontera Energy y diversas entidades, manifestando la necesidad de contar con el apoyo conjunto, a fin de poder ejecutar actividades de remediación, pero "(...) OEFA no señala que ya cuenta con el apoyo necesario para garantizar a Frontera el ingreso al mencionado Lote, sin poner en riesgo la salud y seguridad de sus trabajadores".
- r) El recurrente señaló que, conforme con el artículo 3° del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS (**TUO de la LPAG**), nos encontramos ante una medida administrativa de imposible realización, pues se encuentra imposibilitado de ingresar al Lote en un plazo de 10 (diez) días hábiles.



- s) Asimismo, Frontera Energy mencionó que, ante su solicitud de acompañamiento en el ingreso al Lote, el Ejército del Perú brindó una respuesta que no fue favorable y no garantizaba la integridad de sus trabajadores, al no contar con personal necesario en la zona.
- t) El administrado señaló que, en respuesta a la Resolución N° 00032-2020-OEFA/DSEM, era imprescindible el acompañamiento del Ejército en el ingreso al Lote, pues se consideró como la única garantía efectiva para salvaguardar la integridad física de nuestros trabajadores y la de los trabajadores de nuestros contratistas.
- u) Del mismo modo, el apelante mencionó que era de público conocimiento, así como de OEFA y otras entidades, la tensa situación que existe entre las comunidades nativas y Frontera Energy no solo respecto a los conflictos que llevaron el estado de fuerza mayor desde febrero de este año, sino que dicha situación continúa ante la expresa negativa de negociación y de acceso al Lote. Siendo que, a la fecha, agregó que no se cuenta con las garantías solicitadas y se tiene la expresa negativa de las comunidades de coadyuvar el ingreso pacífico a las operaciones del Lote.
- v) Asimismo, el recurrente agregó que la situación en la que se encuentran las comunidades nativas donde se ubica el área de influencia del Lote; siendo que, a la fecha existen 1 460 de casos COVID-19 confirmados, en una población aproximadamente de 8 400 personas; así como el número de contagiados en la operación de ayuda humanitaria realizada entre el 5 y el 8 de julio de 2020 realizada por el Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, lo cual refleja el grado de contagio en aumento en la zona de operaciones del Lote 192, ante lo cual es indispensable que se garantice el ingreso del personal de Frontera Energy, para salvaguardar su salud. Aunado a ello, la DSEM deberá tener en cuenta la actual capacidad y tipos de establecimientos de salud con los que cuenta el área de influencia del Lote.
- w) Frontera Energy mencionó que resultaba evidente el alto riesgo de contagio y afectación a la salud de los trabajadores en caso se exija el ingreso al Lote, sin tener en consideración todas las circunstancias que involucra el referido ingreso por la medida preventiva N° 2 de la presente resolución. Con ello, agregó que se considera prudente que el ingreso de Frontera Energy se realice una vez que se haya logrado controlar la propagación del contagio de COVID-19 en la zona.
- x) Por otro lado, el administrado indicó que otro punto a tomar en cuenta es la



imposibilidad de lograr un acuerdo con la Comunidad Nativa José Olaya, quienes obligaron a Frontera Energy a la paralización de la Central de Generación Eléctrica Wartsila y otras islas de generación que alimentan los pozos y campamentos del Lote, el bloqueo de la carretera LO-100 y el cierre de un portón metálico. Asimismo, la Comunidad Nativa Antioquía obligó a paralizar las actividades de remediación el 27 de febrero de 2020 y bloqueó el acceso en la batería Jibarito y retuvo a trabajadores y contratistas, siendo la causal para invocar la fuerza mayor y la imposibilidad de seguir operando en el Lote.

- y) Frontera Energy señaló que, pese a lo ocurrido, en una flagrante violación a sus derechos como a los de sus trabajadores, ha continuado con las negociaciones necesarias que permitan su ingreso pacífico al Lote, pero la Comunidad Nativa José Olaya mantiene su decisión de emplear la fuerza hasta que no se acceda al pago de una suma de dinero, "(...) no solo irrazonable y exorbitante, sino que ante los hechos descritos podría considerarse como extorsiva".
- z) Así también, el recurrente alegó que, a la fecha, no cuenta con la logística necesaria para ingresar al Lote, siendo que debido a las condiciones en las que se encuentra la carretera de acceso al Lote, resulta necesario un helicóptero para ingresar a las instalaciones donde ocurrieron los derrames. Dicho helicóptero se encuentra en Iquitos y, a la fecha del presente recurso, las aeronaves se encuentran en mantenimiento, calificaciones, entre otros, teniendo como fechas tentativas de pruebas a fin del presente mes. Siendo que, luego de dichas pruebas, Frontera Energy deberá realizar la inspección de seguridad aeronáutica correspondiente, lo cual toma entre 2 a 4 días.
- aa) Con ello, el apelante señaló que se evidenció que se encuentra imposibilitado de ingresar al Lote 192 en el plazo otorgado, careciendo de asidero lógico y jurídico a lo ordenado mediante la resolución apelada; por lo que solicita que se revoque la medida preventiva N° 2 de la presente resolución y ordene la suspensión del plazo hasta que Frontera Energy cuente con las garantías y facilidades requeridas, así como la logística necesaria para el ingreso sin ningún impedimento o complicación que ponga en riesgo la integridad física y salud de los trabajadores.

Respecto al cumplimiento de las medidas administrativas

- bb) El administrado alegó que cumplió con la medida preventiva N° 1 y el mandato de carácter particular N° 2 descritos en el Cuadro N° 2 de la presente resolución.



cc) No obstante, el apelante señaló que, al encontrarse imposibilitado de ingresar al Lote 192, el mandato de carácter particular N° 1 descrito en el Cuadro N° 2 de la presente resolución será exigible una vez que se garantice el reingreso al mencionado lote.

13. Mediante Resolución N° 00045-2020-OEFA/DSEM del 22 de julio de 2020¹⁴, la Autoridad de Supervisión otorgó una prórroga de plazo teniendo como fecha máxima el 6 de agosto de 2020 para ingresar la Lote 192 para la ejecución de la medida preventiva N° 2 descrita en el Cuadro N° 2 de la presente resolución.

II. COMPETENCIA

14. Mediante la Segunda Disposición Complementaria Final del Decreto Legislativo N° 1013, Decreto Legislativo que aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente (**Decreto Legislativo N° 1013**)¹⁵, se crea el OEFA.
15. Según lo establecido en los artículos 6° y 11° de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, modificada por la Ley N° 30011 (**Ley del SINEFA**)¹⁶, el OEFA es un organismo público técnico especializado, con

¹⁴ Cabe agregar que la mencionada resolución fue debidamente notificada al administrado el 22 de julio de 2020.

¹⁵ **DECRETO LEGISLATIVO N° 1013, Decreto Legislativo que aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente**, publicado en el diario oficial *El Peruano* el 14 de mayo de 2008.
Segunda Disposición Complementaria Final. - Creación de Organismos Públicos Adscritos al Ministerio del Ambiente

1. Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental
Créase el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA como organismo público técnico especializado, con personería jurídica de derecho público interno, constituyéndose en pliego presupuestal, adscrito al Ministerio del Ambiente y encargado de la fiscalización, la supervisión, el control y la sanción en materia ambiental que corresponde.

¹⁶ **LEY N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental**, publicada en el diario oficial "El Peruano" el 5 de marzo de 2009, modificada por la Ley N° 30011, publicada en el diario oficial *El Peruano* el 26 de abril de 2013.

Artículo 6°.- Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA)

El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) es un organismo público técnico especializado, con personería jurídica de derecho público interno, que constituye un pliego presupuestal. Se encuentra adscrito al MINAM, y se encarga de la fiscalización, supervisión, evaluación, control y sanción en materia ambiental, así como de la aplicación de los incentivos, y ejerce las funciones previstas en el Decreto Legislativo N° 1013 y la presente Ley. El OEFA es el ente rector del Sistema de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

Artículo 11°.- Funciones generales

Son funciones generales del OEFA: (...)

c) Función fiscalizadora y sancionadora: comprende la facultad de investigar la comisión de posibles infracciones administrativas sancionables y la de imponer sanciones por el incumplimiento de obligaciones y compromisos derivados de los instrumentos de gestión ambiental, de las normas ambientales, compromisos ambientales de contratos de concesión y de los mandatos o disposiciones emitidos por el OEFA, en concordancia con lo establecido en el artículo 17. Adicionalmente, comprende la facultad de dictar medidas cautelares y correctivas.



personería jurídica de derecho público interno, adscrito al Ministerio del Ambiente y encargado de la fiscalización, supervisión, control y sanción en materia ambiental.

16. Asimismo, en la Primera Disposición Complementaria Final de la Ley del SINEFA se dispone que, mediante Decreto Supremo, refrendado por los sectores involucrados, se establecerán las entidades cuyas funciones de evaluación, supervisión, fiscalización, control y sanción en materia ambiental serán asumidas por el OEFA¹⁷.
17. Mediante Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM¹⁸ se aprobó el inicio del proceso de transferencia de funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (**Osinergmin**)¹⁹ al OEFA, y mediante Resolución de Consejo Directivo N° 001-2011-OEFA/CD²⁰ se estableció que el OEFA asumiría las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos en general y electricidad desde el 4 de marzo de 2011.
18. Por otro lado, el artículo 10° de la Ley del SINEFA²¹ y los artículos 19° y 20° del

¹⁷ **LEY N° 29325**

Disposiciones Complementarias Finales

Primera. Mediante Decreto Supremo refrendado por los Sectores involucrados, se establecerán las entidades cuyas funciones de evaluación, supervisión, fiscalización, control y sanción en materia ambiental serán asumidas por el OEFA, así como el cronograma para la transferencia del respectivo acervo documentario, personal, bienes y recursos, de cada una de las entidades.

¹⁸ **DECRETO SUPREMO N° 001-2010-MINAM, que aprueba el inicio del proceso de transferencia de funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental del OSINERGMIN al OEFA,** publicado en el diario oficial *El Peruano* el 21 de enero de 2010.

Artículo 1°.- Inicio del proceso de transferencia de las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental del OSINERGMIN al OEFA

Apruébese el inicio del proceso de transferencia de las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA.

¹⁹ **LEY N° 29325**

Artículo 18°.- Referencia al OSINERG

A partir de la entrada en vigencia de la presente Ley, toda mención que se haga al OSINERG en el texto de leyes o normas de rango inferior debe entenderse que está referida al OSINERGMIN.

²⁰ **RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO N° 001-2011-OEFA/CD, aprueban aspectos objeto de la transferencia de las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos en general y electricidad, entre OSINERGMIN y el OEFA,** publicada en el diario oficial *El Peruano* el 3 de marzo de 2011.

Artículo 2°.- Determinar que la fecha en la que el OEFA asumirá las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos en general y electricidad, transferidas del OSINERGMIN, será el 4 de marzo de 2011.

²¹ **LEY N° 29325**

Artículo 10°.- Tribunal de Fiscalización Ambiental

10.1 El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) cuenta con un Tribunal de Fiscalización



Reglamento de Organización y Funciones del OEFA, aprobado por Decreto Supremo N° 013-2017-MINAM²², disponen que el TFA es el órgano encargado de ejercer funciones como segunda y última instancia administrativa del OEFA en materia de sus competencias.

III. PROTECCIÓN CONSTITUCIONAL AL AMBIENTE

19. Previamente al planteamiento de las cuestiones controvertidas, esta Sala considera importante resaltar que el ambiente es el ámbito donde se desarrolla la vida y comprende elementos naturales, vivientes e inanimados, sociales y culturales existentes en un lugar y tiempo determinados, que influyen o condicionan la vida humana y la de los demás seres vivientes (plantas, animales y microorganismos)²³.
20. En esa misma línea, el numeral 2.3 del artículo 2° de la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente (LGA)²⁴, prescribe que el ambiente comprende aquellos elementos

Ambiental (TFA) que ejerce funciones como última instancia administrativa. Lo resuelto por el TFA es de obligatorio cumplimiento y constituye precedente vinculante en materia ambiental, siempre que esta circunstancia se señale en la misma resolución, en cuyo caso debe ser publicada de acuerdo a ley.

²² **DECRETO SUPREMO N° 013-2017-MINAM, que aprueba el Reglamento de Organización y Funciones del OEFA**, publicado en el diario oficial *El Peruano* el 21 de diciembre de 2017.

Artículo 19°.- Tribunal de Fiscalización Ambiental

19.1 El Tribunal de Fiscalización Ambiental es el órgano resolutorio que ejerce funciones como segunda y última instancia administrativa del OEFA, cuenta con autonomía en el ejercicio de sus funciones en la emisión de sus resoluciones y pronunciamiento; y está integrado por Salas Especializadas en los asuntos de competencia del OEFA. Las resoluciones del Tribunal son de obligatorio cumplimiento y constituyen precedente vinculante en materia ambiental, siempre que esta circunstancia se señale en la misma resolución, en cuyo caso deberán ser publicadas de acuerdo a Ley.

19.2 La conformación y funcionamiento de la Salas del Tribunal de Fiscalización Ambiental es regulada mediante Resolución del Consejo Directivo del OEFA.

Artículo 20°.- Funciones del Tribunal de Fiscalización Ambiental

El Tribunal de Fiscalización Ambiental tiene las siguientes funciones:

- Conocer y resolver en segunda y última instancia administrativa los recursos de apelación interpuestos contra los actos administrativos impugnables emitidos por los órganos de línea del OEFA.
- Proponer a la Presidencia del Consejo Directivo mejoras a la normativa ambiental, dentro del ámbito de su competencia.
- Emitir precedentes vinculantes que interpreten de modo expreso el sentido y alcance de las normas de competencia del OEFA, cuando corresponda.
- Ejercer las demás funciones que establece la normativa vigente sobre la materia.

²³ Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 0048-2004-AI/TC. Fundamento jurídico 27.

²⁴ **LEY N° 28611, Ley General del Ambiente**, publicado en el diario oficial *El Peruano* el 15 de octubre de 2005.

Artículo 2°.- Del ámbito (...)

2.3 Entiéndase, para los efectos de la presente Ley, que toda mención hecha al "ambiente" o a "sus componentes" comprende a los elementos físicos, químicos y biológicos de origen natural o antropogénico que, en forma individual o asociada, conforman el medio en el que se desarrolla la vida, siendo los factores que aseguran la salud individual y colectiva de las personas y la conservación de los recursos naturales, la diversidad biológica y el patrimonio cultural asociado a ellos, entre otros.



físicos, químicos y biológicos de origen natural o antropogénico que, en forma individual o asociada, conforman el medio en el que se desarrolla la vida, siendo los factores que aseguran la salud individual y colectiva de las personas y la conservación de los recursos naturales, la diversidad biológica y el patrimonio cultural asociado a ellos, entre otros.

21. En esa situación, cuando las sociedades pierden su armonía con el entorno y perciben su degradación, surge el ambiente como un bien jurídico protegido. En ese contexto, cada Estado define cuánta protección otorga al ambiente y a los recursos naturales, pues el resultado de proteger tales bienes incide en el nivel de calidad de vida de las personas.
22. En el sistema jurídico nacional, el primer nivel de protección al ambiente es formal y viene dado por elevar a rango constitucional las normas que tutelan bienes ambientales, lo cual ha dado origen al reconocimiento de una “Constitución Ecológica” dentro de la Constitución Política del Perú, que fija las relaciones entre el individuo, la sociedad y el ambiente²⁵.
23. El segundo nivel de protección al ambiente es material y viene dado por su consideración como: (i) principio jurídico que irradia todo el ordenamiento jurídico; (ii) derecho fundamental²⁶, cuyo contenido esencial lo integra el derecho a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado para el desarrollo de la vida, y el derecho que dicho ambiente se preserve²⁷; y, (iii) conjunto de obligaciones impuestas a autoridades y particulares en su calidad de contribuyentes sociales²⁸.
24. Cabe destacar que, en su dimensión como conjunto de obligaciones, la preservación de un ambiente sano y equilibrado impone a los particulares la

²⁵ Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 03610-2008-PA/TC. Fundamento jurídico 33.

²⁶ **CONSTITUCIÓN POLÍTICA DEL PERÚ**

Artículo 2º.- Toda persona tiene derecho: (...)

22. A la paz, a la tranquilidad, al disfrute del tiempo libre y al descanso, así como a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado al desarrollo de su vida.

²⁷ Al respecto, el Tribunal Constitucional, en la sentencia recaída en el Expediente N° 03343-2007-PA/TC, fundamento jurídico 4, ha señalado lo siguiente:

En su primera manifestación, comporta la facultad de las personas de disfrutar de un medio ambiente en el que sus elementos se desarrollan e interrelacionan de manera natural y sustantiva. La intervención del ser humano no debe suponer, en consecuencia, una alteración sustantiva de la indicada interrelación. (...) Sobre el segundo acápite (...) entraña obligaciones ineludibles para los poderes públicos de mantener los bienes ambientales en las condiciones adecuadas para su disfrute. Evidentemente, tal obligación alcanza también a los particulares.

²⁸ Sobre la triple dimensión de la protección al ambiente se puede revisar la Sentencia T-760/07 de la Corte Constitucional de Colombia, así como la sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 03610-2008-PA/TC.



obligación de adoptar medidas tendientes a prevenir, evitar o reparar los daños que sus actividades productivas causen o puedan causar al ambiente. Tales medidas se encuentran contempladas en el marco jurídico que regula la protección del ambiente y en los respectivos instrumentos de gestión ambiental.

25. Sobre la base de este sustento constitucional, el Estado hace efectiva la protección al ambiente, frente al incumplimiento de la normativa ambiental, a través del ejercicio de la potestad sancionadora en el marco de un debido procedimiento administrativo, así como mediante la aplicación de tres grandes grupos de medidas: (i) medidas de reparación frente a daños ya producidos; (ii) medidas de prevención frente a riesgos conocidos antes que se produzcan; y, (iii) medidas de precaución frente a amenazas de daños desconocidos e inciertos²⁹.
26. Bajo dicho marco normativo que tutela el ambiente adecuado y su preservación, este Tribunal interpretará las disposiciones generales y específicas en materia ambiental, así como aquellas obligaciones que se impongan a los particulares en aras de dotar de eficacia la fiscalización que ostenta el OEFA.

IV. ADMISIBILIDAD

27. El recurso de apelación ha sido interpuesto dentro de los quince (15) días hábiles de notificado el acto impugnado y cumple con los requisitos previstos en los artículos 218° y 221° del TUO de la LPAG³⁰, por lo que es admitido a trámite.

V. DELIMITACIÓN DE PRONUNCIAMIENTO

28. Cabe resaltar que el administrado apeló la Resolución N° 00039-2020-

²⁹ Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 03048-2007-PA/TC. Fundamento jurídico 9.

³⁰ **DECRETO SUPREMO N° 004-2019-JUS, que aprueba el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley General del Procedimiento Administrativo General**, publicado en el diario oficial El Peruano el 25 de enero de 2019.

TUO DE LA LPAG.

Artículo 218.- Recurso administrativos

218.1 Los recursos administrativos son:

- a) Recurso de reconsideración
- b) Recurso de apelación

Solo en caso que por ley o decreto legislativo se establezca expresamente, cabe la interposición del recurso administrativo de revisión.

218.2 El término para la interposición de los recursos es de quince (15) días perentorios, y deberán resolverse en el plazo de treinta (30) días.

Artículo 221.- Requisitos del recurso

El escrito del recurso deberá señalar el acto del que se recurre y cumplirá los demás requisitos previstos en el artículo 124.



OEFA/DSEM, señalando argumentos referidos únicamente a la medida preventiva N° 2 descrita en el Cuadro N° 2 de la presente resolución, por lo que esta Sala procederá a emitir pronunciamiento únicamente sobre dicho extremo.

29. De otro lado, dado que el administrado no formuló argumento alguno respecto a la medida preventiva N° 1 y los mandatos de carácter particular N° 1 y N° 2 descritos en el Cuadro N° 2 de la presente resolución, estos extremos de la resolución apelada han quedado firmes, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 220° del TUO de la LPAG³¹.

VI. CUESTIÓN CONTROVERTIDA

30. La cuestión controvertida a resolver en el presente caso consiste en determinar si correspondía ordenar el cumplimiento de la medida preventiva N° 2 descrita en el Cuadro N° 2 de la presente resolución.

VII. ANÁLISIS DE LA CUESTIÓN CONTROVERTIDA

31. Previamente al análisis de la cuestión controvertida, esta Sala considera relevante exponer el marco normativo por el cual se habilita al OEFA a imponer medidas preventivas en el sector de hidrocarburos.

De la competencia de la Autoridad de Supervisión del OEFA

32. Reiterando lo señalado en el acápite III de la presente resolución, debe indicarse que la Constitución Política del Perú, establece en su artículo 2°³², que toda persona tiene derecho a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado al desarrollo de su vida.
33. Al respecto, es necesario indicar que la Constitución Política reconoce el derecho a un ambiente sano y equilibrado como un derecho fundamental, e impone que este derecho sea respetado por los particulares y garantizado por el Estado.
34. En esa línea, a efectos de determinar si la DSEM –como autoridad supervisora al interior del OEFA en materia de energía y minas– es competente para dictar la medida de carácter particular, esta Sala considera necesario dilucidar cuál es la

³¹ **TUO DE LA LPAG**
Artículo 220°.- Acto firme
Una vez vencidos los plazos para interponer los recursos administrativos se perderá el derecho a articularlos quedando firme el acto.

³² **CONSTITUCIÓN POLÍTICA DEL PERÚ DE 1993.**
Artículo 2.- Toda persona tiene derecho: (...)
22. A la paz, a la tranquilidad, al disfrute del tiempo libre y al descanso, así como a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado al desarrollo de su vida.



competencia del OEFA en razón de la materia y si la medida ordenada forma parte de su competencia.

35. Partiendo de ello, debe acotarse que, en virtud al rol que tiene el Estado de preservar el ambiente, los poderes públicos tienen la obligación de mantener los bienes ambientales en las condiciones adecuadas para su disfrute. Por lo que, mediante la Ley del SINEFA se crea el Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (**Sinefa**), el cual tiene como ente rector al OEFA.
36. Asimismo, tal como fuese indicado en el considerando 15 de la presente resolución, los artículos 6° y 11° de la Ley del SINEFA prevén que el OEFA es un organismo público técnico especializado, con personería jurídica de derecho público interno, adscrito al Ministerio del Ambiente (**Minam**), y que tiene entre sus funciones la fiscalización, supervisión, control y sanción en materia ambiental. Asimismo, en virtud de su función de supervisión, el OEFA tiene la facultad de dictar medidas preventivas.
37. En este contexto, debe indicarse que, en el artículo VI del Título Preliminar de la LGA, se contempla como uno de los principios generales para la protección del medio ambiente, el principio de prevención³³, el cual señala lo siguiente:

Artículo VI.- Del principio de prevención

La gestión ambiental tiene como objetivos prioritarios prevenir, vigilar y evitar la degradación ambiental. Cuando no sea posible eliminar las causas que la generan, se adoptan las medidas de mitigación, recuperación, restauración o eventual compensación, que correspondan.

38. Conforme con el citado principio, se advierte que la gestión ambiental se encuentra orientada, por un lado, a ejecutar medidas para prevenir, vigilar y evitar la ocurrencia de un impacto ambiental negativo³⁴ y, por otro, a ejecutar las medidas

³³ Debe tomarse en cuenta lo señalado por el Tribunal Constitucional, en lo concerniente a los deberes del Estado en su faz prestacional relacionados con la protección del medio ambiente. Así, dicho órgano colegiado ha señalado:

“...En cuanto a la faz prestacional [el Estado], tiene obligaciones destinadas a conservar el ambiente de manera equilibrada y adecuada, las mismas que se traducen, a su vez, en un haz de posibilidades, entre las cuales puede mencionarse la de expedir disposiciones legislativas destinadas a que desde diversos sectores se promueva la conservación del ambiente.
Queda claro que el papel del Estado no sólo supone tareas de conservación, sino también de prevención. En efecto, por la propia naturaleza del derecho, dentro de las tareas de prestación que el Estado está llamado a desarrollar, especial relevancia tiene la tarea de prevención y, desde luego, la realización de acciones destinadas a ese fin...”

Sentencia del 6 de noviembre de 2001, recaída en el Expediente N° 0018-2001-AI/TC. Fundamento jurídico 9.

³⁴ Se entiende por impacto ambiental la “Alteración positiva o negativa de uno o más de los componentes del ambiente, provocada por la acción de un proyecto”.



para mitigar, recuperar, restaurar y eventualmente compensar, según corresponda, en el supuesto de que el referido impacto ya haya sido generado.

39. Lo indicado guarda coherencia con lo señalado en el artículo 74° y el artículo 75° de la LGA, que establecen lo siguiente:

Artículo 74.- De la responsabilidad general

Todo titular de operaciones es responsable por las emisiones, efluentes, descargas y demás impactos negativos que se generen sobre el ambiente, la salud y los recursos naturales, como consecuencia de sus actividades. Esta responsabilidad incluye los riesgos y daños ambientales que se generen por acción u omisión.

Artículo 75.- Del manejo integral y prevención en la fuente

75.1 El titular de operaciones debe adoptar prioritariamente medidas de prevención del riesgo y daño ambiental en la fuente generadora de los mismos, así como las demás medidas de conservación y protección ambiental que corresponda en cada una de las etapas de sus operaciones, bajo el concepto de ciclo de vida de los bienes que produzca o los servicios que provea, de conformidad con los principios establecidos en el Título Preliminar de la presente Ley y las demás normas legales vigentes.

75.2 Los estudios para proyectos de inversión a nivel de prefactibilidad, factibilidad y definitivo, a cargo de entidades públicas o privadas, cuya ejecución pueda tener impacto en el ambiente deben considerar los costos necesarios para preservar el ambiente de la localidad en donde se ejecutará el proyecto y de aquellas que pudieran ser afectadas por éste.

40. De las normas antes mencionadas, se desprende que la responsabilidad de los titulares de operaciones comprende no solo los daños ambientales generados por su actuar o su falta de actuación como resultado del ejercicio de sus actividades, sino que dicho régimen procura, además, la ejecución de medidas de prevención (efectuadas de manera permanente y antes de que se produzca algún tipo de impacto), así como también mediante medidas de mitigación (ejecutadas ante riesgos conocidos o daños producidos).

Ver: FOY VALENCIA, Pierre y VALDEZ MUÑOZ, Walter. *Glosario Jurídico Ambiental Peruano*. Lima: Fondo Editorial Academia de la Magistratura, 2012, p. 246.

Por otro lado, se entiende por impacto ambiental negativo a:

“cualquier alteración de las propiedades físicas, químicas biológicas del medio ambiente, causada por cualquier forma de materia o energía resultante de las actividades humanas, que directa o indirectamente afecten: a) la salud, la seguridad el bienestar de la población b) las actividades sociales y económicas, c) las condiciones estéticas y sanitarias del medio ambiente, d) la calidad de los recursos ambientales”.

Resolución del Consejo Nacional de Medio Ambiente (Conama) N° 1/86, aprobada en Río de Janeiro (Brasil) el 23 de enero de 1986.



41. Asimismo, en el artículo 3° de la LGA³⁵, se establece que los órganos del Estado dedicados a la vigilancia de la gestión ambiental son quienes diseñan y aplican las políticas, normas, instrumentos, incentivos y sanciones necesarios para garantizar el efectivo ejercicio de los derechos y el cumplimiento de las obligaciones y responsabilidades contenidas en la referida Ley.
42. En esa misma línea, el Estado tiene a su cargo la promoción de la conservación de los ecosistemas marinos y costeros, entendidos como fuente de diversidad biológica y como espacios proveedores de recursos naturales. Para tal efecto, es responsable de normar el desarrollo de planes y programas dirigidos a prevenir y proteger los ambientes marinos y costeros, y de prevenir o controlar el impacto negativo que generan acciones que afectan al mar y a las zonas costeras adyacentes (encontrándose entre ellas la descarga de efluentes³⁶). Asimismo, el Estado es responsable de promover y regular el uso sostenible del suelo, buscando prevenir o reducir su pérdida y deterioro por erosión o contaminación³⁷.
43. En esa línea, el Sinefa busca asegurar el cumplimiento de la legislación ambiental por parte de todas las personas naturales o jurídicas, así como supervisar y garantizar que las funciones de evaluación, supervisión, fiscalización, control y la potestad sancionadora en materia ambiental, se realicen de manera eficiente³⁸.

³⁵ **LEY N° 28611.**

Artículo 3°.- Del rol del Estado en materia ambiental

El Estado, a través de sus entidades y órganos correspondientes, diseña y aplica las políticas, normas, instrumentos, incentivos y sanciones que sean necesarios para garantizar el efectivo ejercicio de los derechos y el cumplimiento de las obligaciones y responsabilidades contenidas en la presente Ley.

³⁶ **LEY N° 28611.**

Artículo 101°.- De los ecosistemas marinos y costeros

101.1 El Estado promueve la conservación de los ecosistemas marinos y costeros, como espacios proveedores de recursos naturales, fuente de diversidad biológica marina y de servicios ambientales de importancia nacional, regional y local.

101.2 El Estado, respecto de las zonas marinas y costeras, es responsable de:

(...)

c. Normar el desarrollo de planes y programas orientados a prevenir y proteger los ambientes marinos y costeros, a prevenir o controlar el impacto negativo que generan acciones como la descarga de efluentes que afectan el mar y las zonas costeras adyacentes.

(...)

³⁷ **LEY N° 28611.**

Artículo 91°.- Del recurso suelo

El Estado es responsable de promover y regular el uso sostenible del recurso suelo, buscando prevenir o reducir su pérdida y deterioro por erosión o contaminación. Cualquier actividad económica o de servicios debe evitar el uso de suelos con aptitud agrícola, según lo establezcan las normas correspondientes.

³⁸ **LEY N° 29325**

Artículo 3°.- Finalidad

El Sistema tiene por finalidad asegurar el cumplimiento de la legislación ambiental por parte de todas las personas naturales o jurídicas, así como supervisar y garantizar que las funciones de evaluación, supervisión, fiscalización, control y potestad sancionadora en materia ambiental, a cargo de las diversas entidades del Estado, se realicen de forma independiente, imparcial, ágil y eficiente, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley N° 28245, Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental, en la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente, en la Política



44. Dentro del escenario antes descrito, la legislación contempla, para el ejercicio eficiente de la fiscalización ambiental, funciones específicas como la de evaluación, supervisión, fiscalización y sanción, las cuales tienen por objeto:
- (...) asegurar el cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables establecidas en la legislación ambiental, así como de los compromisos derivados de los instrumentos de gestión ambiental y de los mandatos o disposiciones emitidos por el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA)³⁹.
45. En cuanto a la función supervisora, tanto la Ley del SINEFA como el Reglamento de Supervisión⁴⁰ señalan que esta comprende las acciones de seguimiento y verificación de las obligaciones ambientales de los administrados con el fin de asegurar su cumplimiento⁴¹.
46. Bajo ese contexto, la DSEM, como autoridad llamada a ejercer dicha función, se encuentra facultada a emitir mandatos de carácter particular, medidas preventivas, requerimientos dictados en el marco del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental; y, otros mandatos dictados de conformidad con la Ley del SINEFA, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 22° del Reglamento de Supervisión, el cual señala lo siguiente:

Nacional del Ambiente y demás normas, políticas, planes, estrategias, programas y acciones destinados a coadyuvar a la existencia de ecosistemas saludables, viables y funcionales, al desarrollo de las actividades productivas y el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales que contribuyan a una efectiva gestión y protección del ambiente.

³⁹ **LEY N° 29325**

Artículo 11°.- Funciones generales

11.1 El ejercicio de la fiscalización ambiental comprende las funciones de evaluación, supervisión, fiscalización y sanción destinadas a asegurar el cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables establecidas en la legislación ambiental, así como de los compromisos derivados de los instrumentos de gestión ambiental y de los mandatos o disposiciones emitidos por el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), en concordancia con lo establecido en el artículo 17° (...)

⁴⁰ **RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO N° 006-2019-OEFA/CD, que aprobó el Reglamento de Supervisión**, publicado en el diario oficial *El Peruano* el 17 de febrero de 2019.

⁴¹ **LEY DEL SINEFA**

Artículo 11°.- Funciones generales (...)

b) Función supervisora directa: comprende la facultad de realizar acciones de seguimiento y verificación con el propósito de asegurar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la regulación ambiental por parte de los administrados. Adicionalmente, comprende la facultad de dictar medidas preventivas.

La función supervisora tiene como objetivo adicional promover la subsanación voluntaria de los presuntos incumplimientos de las obligaciones ambientales, siempre y cuando no se haya iniciado el procedimiento administrativo sancionador, se trate de una infracción subsanable y la acción u omisión no haya generado riesgo, daños al ambiente o a la salud. En estos casos, el OEFA puede disponer el archivo de la investigación correspondiente.

Mediante resolución del Consejo Directivo se reglamenta lo dispuesto en el párrafo anterior.



Artículo 22º.- Medidas administrativas

22.1 En la etapa de supervisión se pueden dictar medidas administrativas sobre los administrados que desarrollan actividades en el marco del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, las cuales son las siguientes:

- a) **Mandato de carácter particular;**
- b) **Medida preventiva;**
- c) Requerimientos dictados en el marco del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA); y,
- d) Otros mandatos dictados de conformidad con la Ley N° 29325 - Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

(Énfasis agregado)

Sobre el dictado de las medidas preventivas

47. Respecto de las medidas preventivas, en el artículo 27° del Reglamento de Supervisión⁴², se establece que son disposiciones de carácter excepcional, a través de las cuales la Autoridad de Supervisión impone a un administrado una obligación de hacer o no hacer a fin de: (i) evitar un inminente peligro; o (ii) alto riesgo de producirse un daño grave al ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas; así como, (iii) a mitigar las causas que generan la degradación o daño ambiental.

48. Del mismo modo, conforme con el artículo 29° del mencionado reglamento⁴³, se

⁴² **RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO N° 006-2019-OEFA/CD.**

Artículo 27.- Alcance

Las medidas preventivas son disposiciones a través de las cuales la Autoridad de Supervisión impone a un administrado una obligación de hacer o no hacer, destinada a evitar un inminente peligro o alto riesgo de producirse un daño grave al ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas, así como a mitigar las causas que generan la degradación o daño ambiental.

⁴³ **RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO N° 006-2019-OEFA/CD.**

Artículo 29.- Procedimiento para la aplicación de medidas preventivas

29.1 Las medidas preventivas son dictadas mediante resolución o acta de supervisión debidamente motivada por la Autoridad de Supervisión o por el supervisor a quien le sea delegada la facultad, respectivamente, y establecen las acciones que el administrado debe adoptar para controlar o disminuir el inminente peligro, alto riesgo o mitigar el daño que puede producirse en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas.

29.2 La notificación de la medida preventiva se realiza en el lugar en que esta se haga efectiva, en caso sea dictada por el supervisor designado; o, en su defecto, en el domicilio legal del administrado.

29.3 En caso el administrado no ejecute la medida preventiva, el supervisor realiza la referida ejecución, por sí o a través de terceros, a costa del administrado.

29.4 Para hacer efectiva la ejecución de las medidas preventivas, el supervisor designado puede solicitar, en el marco de la legislación vigente, la participación de la Policía Nacional del Perú. También puede hacer uso de medidas como el descerraje o similares, previa autorización judicial.

29.5 Culminada la diligencia de ejecución del cumplimiento de la medida preventiva, el supervisor designado levanta un Acta de Supervisión y entrega copia del acta a la persona con quien se efectuó la diligencia. De no haberse podido ejecutar la medida preventiva, se levanta un acta indicando, entre otros puntos, los motivos que impidieron la ejecución de la mencionada medida. Para garantizar la ejecución de las medidas preventivas, el supervisor designado puede volver a realizar la diligencia sin necesidad de que se emita otra resolución, de manera tal que se asegure su cumplimiento.



debe indicar que son dictadas mediante resolución o acta de supervisión debidamente motivada por la Autoridad de Supervisión o por el supervisor a quien le sea delegada la facultad, respectivamente, y establecen las acciones que el administrado debe adoptar.

49. En virtud de lo expuesto, la DSEM se encuentra facultada a dictar medidas preventivas, para evitar:
- (i) Un inminente peligro sobre el ambiente, recursos naturales o salud de las personas;
 - (ii) Un alto riesgo de producirse un daño al ambiente, recursos naturales o salud de las personas; o,
 - (iii) Mitigación de las causas que generan o puedan generar un mayor daño al ambiente.
50. Igualmente, una vez impuesta la medida preventiva por parte de la DSEM, esta debe ejecutarse inmediatamente. Del mismo modo, debe considerarse que la DSEM puede dictar medidas preventivas independientemente de si el administrado está cometiendo o no una infracción administrativa, o de si está cumpliendo o incumpliendo su instrumento de gestión ambiental.
51. Sin perjuicio de lo expuesto en los considerandos precedentes, debe señalarse que, de conformidad con el artículo 34° del Reglamento de Supervisión⁴⁴, el incumplimiento de las medidas administrativas constituye infracción administrativa, cuya investigación se realiza en el marco de un procedimiento administrativo sancionador.

Respecto a los mandatos de carácter particular

52. De manera concordante, en el artículo 25° del Reglamento de Supervisión⁴⁵, se

29.6 En caso de cumplirse una medida administrativa, la autoridad de supervisión comunicará dicho resultado al administrado.

⁴⁴ **RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO N° 006-2019-OEFA/CD**

Artículo 34.- Naturaleza del incumplimiento

El incumplimiento de una medida administrativa constituye infracción administrativa, ante lo cual se tramita el procedimiento administrativo sancionador, de conformidad con lo establecido en el artículo 17 de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

⁴⁵ **RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO N° 006-2019-OEFA/CD**

Artículo 25.- Alcance

25.1 Los mandatos de carácter particular son disposiciones dictadas por la Autoridad de Supervisión, a través de las cuales se ordena al administrado realizar determinadas acciones que tengan como finalidad garantizar la eficacia de la fiscalización ambiental.

25.2 De manera enunciativa, mediante los mandatos de carácter particular se puede dictar lo siguiente:

- a) Realización de estudios técnicos de carácter ambiental.



señala que los mandatos de carácter particular son disposiciones dictadas por la Autoridad de Supervisión, a través de las cuales se ordena al administrado realizar determinadas acciones que tengan como finalidad garantizar la eficacia de la fiscalización ambiental⁴⁶.

53. Por su parte, los mandatos de carácter particular deben ser dictados de acuerdo al procedimiento establecido en el artículo 26° de la mencionada norma:

Artículo 26.- Procedimiento para el dictado de un mandato de carácter particular

26.1 El mandato de carácter particular es dictado mediante resolución debidamente motivada por la Autoridad de Supervisión o por el supervisor designado, el cual estará debidamente acreditado.

26.2 En la resolución se debe consignar el sustento de la medida dispuesta, así como sus alcances y el plazo otorgado para su cumplimiento.

54. De acuerdo con los considerandos previamente expuestos y tal como lo ha expuesto previamente este Tribunal en anteriores pronunciamientos⁴⁷, esta Sala considera que los mandatos de carácter particular tienen los siguientes elementos particulares:

- a) Son disposiciones exigibles al administrado con el objetivo que realice determinadas acciones (auditorías, estudios o la generación de información relacionada a su actividad).
- b) Deben estar debidamente motivados y establecer un plazo para su cumplimiento.

b) Realización de monitoreos.

c) Otros mandatos que garanticen la eficacia de la fiscalización ambiental.

⁴⁶ Asimismo, el artículo 16°-A de la Ley N° 29325 en relación al mandato de carácter particular establece lo siguiente:

"Artículo 16°-A.- Mandatos de carácter particular

En concordancia con lo dispuesto en el artículo 11° de la presente Ley y bajo los parámetros de razonabilidad y proporcionalidad, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) y las Entidades de Fiscalización Ambiental (EFA) emiten mandatos de carácter particular, los cuales constituyen disposiciones exigibles al administrado con el objetivo de que este realice determinadas acciones que tengan como finalidad garantizar la eficacia de la fiscalización ambiental.

*Los mandatos de carácter particular se disponen a través de comunicación dirigida al administrado en la que se señale **su motivo y el plazo** para su cumplimiento. Los mandatos son impugnables sin efecto suspensivo.*

El incumplimiento de estos mandatos es sancionable, de conformidad con el procedimiento administrativo sancionador correspondiente, y son regulados mediante resolución de Consejo Directivo del OEFA".

(Resaltado agregado)

⁴⁷ Ver Resolución N° 019-2017-OEFA/TFA-SMEPIM del 27 de junio de 2017 y Resolución N° 006-2015-OEFA/TFA-SEPIIM del 20 de abril de 2015.

c) Tienen como finalidad garantizar la eficacia de la fiscalización ambiental.

55. Ahora bien, una vez establecido el marco jurídico de las medidas preventivas y el mandato de carácter particular, corresponderá en las siguientes líneas verificar si la medida administrativa impuesta al administrado, materia de apelación, se encuentra debidamente sustentada por la DSEM.

Respecto a lo consignado por la DSEM

56. Respecto al inminente peligro, la Autoridad de Supervisión indicó que en el Lote 192 se realiza la actividad de explotación de hidrocarburos, los cuales son compuestos orgánicos, en estado gaseoso, líquido o sólido, que consiste principalmente de carbono e hidrógeno que generan impactos en el ambiente detallados en la resolución apelada. Siendo que, atendiendo a las denuncias remitidas de los representantes de las comunidades nativas del área de influencia del Lote 192, así como a los reportes de emergencias ambientales presentados, se pudo evidenciar que las áreas aledañas a los yacimientos Dorissa, San Jacinto, Capahuari Sur, Capahuari Norte y Huayuri del Lote 192 se encuentran afectados por la presencia de hidrocarburos, como se desprende de las siguientes fotografías:





Expedientes

BATERIA SAN JACINTO: EXP. 0988-2020-03EM-CHIE



Fotografía N° 3.- Área estanca de los tanques de crudo de la Bateria San Jacinto, se observa suelo impregnado con hidrocarburos.



Fotografía N° 4.- Área de bombas booster de la Bateria San Jacinto, donde se observa suelo impregnado con hidrocarburos producto del derrame del área estanca de los tanques de crudo.



Expedientes

BATERIA CARANAUARI SURC EXP: 0100-2020-05EM-CHD



Fotografía N° 5.- Vista del derrame de hidrocarburos sobre el componente sólido ubicado frente a tanques de crudo de la Bateria Caranauari Sur.



Fotografía N° 6.- Vista del desplazamiento del hidrocarburo derramado, se observa suelo impregnado con hidrocarburos.



Fotografía N° 7.- Vista del desplazamiento del hidrocarburo derramado, se observa suelo impregnado con hidrocarburos.



Expedientes

BATERIA CAPAHUARI NORTE: EXP. 0148-2020-DSEM-CHID

Fotografía N° 8



Fotografía N° 8. Se observa suelo impregnado con hidrocarburos, en el área de las instalaciones de la Bateria Capahuari Norte.

Fotografía N° 9



Fotografía N° 9. Se observa suelo impregnado con hidrocarburos, en la parte interna de los drenajes internos del área de las instalaciones de la Bateria Capahuari Norte.

Fotografía N° 10



Fotografía N° 10. Se observa suelo impregnado con hidrocarburos, frente al área estancos de tanques de grupo de Bateria Capahuari Norte.

Fotografía N° 11



Fotografía N° 11. Se observa suelo impregnado con hidrocarburos, en las instalaciones (cubiertas de acceso) de la Bateria Capahuari Norte.



Expedientes

BATERIA SAN JACINTO: EXP. 208-2020-OSEM-CHID

Fotografía N° 12



Fotografía N° 12 - Se observa un olor hidrocarburo en el área del manifold de la Bateria San Jacinto. La línea de fuga detectada aparentemente se encuentra dentro de una conductura.
Coordenadas: 0483711 E 9764 589 N

Fotografía N° 13



Fotografía N° 13 - El proceso demandado de la Especifica sobre el suelo que es fono en el área del manifold de la Bateria.



Expedientes







Fotografía N° 14.- Se observa que la línea de tubo se encuentra protegida por una conducción metálica de donde aparece una elástica de protección; por parte inferior de la tubería.



Fotografía N° 15.- Vista de la tubería al otro extremo de la conducción, donde se puede observar esta formada por piezas de tubos de hierro a lo largo de la línea de tubo.

Expedientes
POZO-15 DORISSA: EXP. 0256-2020-DSEM-CHD
(16 de junio de 2020)

<p style="text-align: center;">Fotografía N° 16</p> 	<p style="text-align: center;">Fotografía N° 17</p> 
<p>Fotografía N° 16.- Vista del área impregnada con hidrocarburos en la plataforma del Pozo Dorissa 15.</p>	<p>Fotografía N° 17.- De acuerdo a la denuncia el lugar del derrame se encuentra en la coordenada UTM WG85 0366649E 9826842N</p>
<p style="text-align: center;">Fotografía N° 18</p> 	<p style="text-align: center;">Fotografía N° 19</p> 
<p>Fotografía N° 18.- El fluido de producción parece salir de alguna conexión que se encuentra cerca a la losa de concreto del lado izquierdo.</p>	<p>Fotografía N° 19.- En la parte inferior del terreno, cerca de la plataforma del Pozo Dorissa 15, se encuentra una cocha o quebrada que podría ser afectada si continúa la fuga en la plataforma.</p>

57. En atención a la argumentación y medios probatorios previamente señalados, la DSEM concluyó que se evidenciaba la afectación a los componentes de agua y suelo aledaños a las zonas de la ocurrencia del derrame y la existencia de un peligro de que se continúe afectando la calidad ambiental del suelo, agua



superficial, sedimentos flora y fauna existentes en las áreas aledañas a los yacimientos Dorissa, San Jacinto, Capahuari Sur, Capahuari Norte y Huayuri.

58. Asimismo, respecto al alto riesgo, la Autoridad de Supervisión agregó que la no ejecución por parte de Frontera Energy con relación a las emergencias ambientales en el Lote 192, se advirtió la generación de un alto riesgo para el ambiente y para las poblaciones aledañas, siendo que estas podrían verse afectadas por la degradación de sus tierras y de los recursos hidrobiológicos de los cuerpos de agua superficial, espacios desde donde extraen recursos de flora y fauna (acuática y terrestre) para su consumo, como consecuencia de la permanencia de los hidrocarburos provenientes de las emergencias ambientales.
59. Mientras que, con relación a la mitigación, la DSEM precisó que las condiciones de peligro inminente y alto riesgo generan la necesidad de mitigación de las afectaciones generadas por las emergencias ambientales ocurridas en el Lote 192, a fin de prevenir daños acumulativos o de mayor gravedad que repercutan en los componentes ambientales y en las comunidades nativas.
60. Por otro lado, a fin de garantizar la fiscalización ambiental, la Autoridad de Supervisión señaló que resulta necesario emitir mandatos de carácter particular para que cuente con un cronograma detallado de las actividades de limpieza y descontaminación a realizarse en las áreas afectadas por los derrames ocurridos.
61. De esta manera, la DSEM concluyó que correspondía el dictado de las medidas administrativas descritas en el Cuadro N° 2 de la presente resolución, dentro de ellas, la medida preventiva N° 2.

Sobre los alegatos del administrado

Cuestión previa

62. El apelante señaló que el 13 de julio de 2020 presentó una solicitud de prórroga de 15 (quince) días hábiles adicionales para el cumplimiento de la medida preventiva N° 2 descrita en el Cuadro N° 2 de la presente resolución⁴⁸, indicando que, sin perjuicio de ello, solicitó se revoque la referida medida y se suspenda el plazo para el ingreso al Lote 192.
63. El recurrente alegó que dicha suspensión deberá mantenerse hasta que Frontera

⁴⁸ Frontera Energy precisó que los principales puntos para la prórroga del plazo son:

- Situación de Emergencia Sanitaria en las Comunidades Nativas.
- Imposibilidad de lograr acuerdo con la Comunidad Nativa José Olaya que permita el desplazamiento de Frontera en el Lote 192.
- Imposibilidad de contar con la logística necesaria para el ingreso en el plazo otorgado.
- Imposibilidad de contar con el acompañamiento del Ejército del Perú.



Energy cuente con las facilidades y garantías correspondientes para su ingreso, sin afectar la salud e integridad física de sus trabajadores, pues ante la revisión exhaustiva de los hechos, consideró que no es posible determinar una fecha exacta de ingreso al Lote.

64. Asimismo, el administrado precisó que continúa realizando todas las coordinaciones necesarias para lograr un próximo ingreso al Lote, siendo que el cumplimiento de la medida preventiva materia de análisis "(...) no responde exclusivamente a lo que pueda disponer FRONTERA, sino que depende de esfuerzos en conjunto por parte de otras entidades".

Análisis del TFA

65. Sobre el particular, esta Sala es de la opinión que corresponde pronunciarse precisamente sobre la medida preventiva, a efectos de evaluar si correspondía el dictado de la misma, para, posteriormente, emitir opinión respecto al plazo de la misma. Cabe añadir que el cumplimiento de la medida preventiva N° 2 descrita en el Cuadro N° 2 de la presente resolución resulta importante a efectos de que también pueda darse el cumplimiento del mandato de carácter particular N° 2 descrito en el cuadro antes expuesto, pues este último se encuentra supeditado al cumplimiento de la anterior.
66. En este punto, cabe señalar que, respecto a las emergencias ambientales descritas en el Cuadro N° 1 de la presente resolución, se tiene en consideración las zonas afectadas en el Lote 192, siendo que las mismas merecen una atención inmediata, en tanto que pueden producir mayores afectaciones al medio ambiente, precisándose atención necesariamente.
67. Sobre el tema, es preciso reiterar y ratificar que el solo hecho de que componentes extraños y contaminantes tengan contacto con el medio ambiente, tales como el suelo, agua, flora y fauna, tiene el potencial de afectar sus características. Ahora bien, la gravedad del daño potencial estará directamente relacionado con la cantidad del contaminante y el tiempo de exposición de este.
68. En efecto, debe precisarse que la presencia de hidrocarburos en el suelo, a causa de un derrame, por ejemplo, es susceptible de generar afectación a dicho componente, así como a la flora y fauna que lo habita. De esa manera lo describen Miranda y Restrepo (2005):

Quando el crudo llega al suelo, impide inicialmente el intercambio gaseoso entre la atmósfera y este. Simultáneamente, se inicia una serie de fenómenos fisicoquímicos como evaporación y penetración que pueden ser más o menos lentos dependiendo del tipo de hidrocarburo, cantidad vertida, temperatura, humedad y textura del suelo. Entre más liviano sea el hidrocarburo, mayor es la evaporación y tiende a fluir más



rápida­mente por el camino más permeable (Miranda & Restrepo, 2002). Como el desplazamiento de la fauna del suelo es muy lento, solo aquellos invertebrados que habitan en la superficie asociados a las plantas como arañas, ciempiés, tijeretas o vertebrados como mamíferos, reptiles, (carnívoros de la cadena alimenticia), pueden huir más fácilmente en el caso de un derrame de crudo. En cambio, aquellos que viven bajo la superficie del suelo (principalmente invertebrados de la micro y mesobiota), los cuales son los que más participan en el proceso de formación del suelo, mueren irremediamente⁴⁹.

69. En esa misma línea, las alteraciones físicas y químicas que provoca el hidrocarburo en el suelo pueden presentarse de la siguiente manera⁵⁰:

(...) formación de una capa impermeable que reduce el intercambio de gases y la penetración de agua; de las propiedades químicas, como serían los cambios en las reacciones de óxido reducción; o de las propiedades biológicas, como podría ser la inhibición de la actividad de la microflora (bacterias, hongos, protozoos, etc.) **o daños en las plantas y los animales que viven dentro o sobre el suelo e, inclusive en sus consumidores o depredadores.** (Énfasis agregado)

70. Por su parte, con relación a los impactos del derrame de crudo en los cuerpos de aguas dulce, Miranda y Restrepo señalan lo siguiente:

El impacto más evidente de una mancha de crudo en agua dulce es la reducción de la penetración de la luz. (...) Lo que sí es claro es que la producción de oxígeno por parte de los organismos fotosintéticos se reduce al mínimo o prácticamente se paraliza en eventos de derrames, básicamente debido al efecto tóxico que se ejerce sobre los miembros del eslabón primario de la cadena alimenticia de los cuerpos de agua, amén de la reducción de la penetración de la luz necesaria para la fotosíntesis.⁵¹

71. Por tanto, partiendo de la posible afectación que un eventual derrame de hidrocarburo puede generar en el suelo, en los cuerpos de agua y en los ecosistemas que lo habitan, es posible concluir que el mismo puede representar un daño potencial para la flora y fauna, así como a las comunidades que se encuentran cerca del Lote 192, pues estos impactos ambientales pueden repercutir en los componentes ambientales y en las comunidades nativas.

⁴⁹ Miranda, D. y Restrepo, R. "Los derrames de petróleo en ecosistemas tropicales - Impactos, consecuencias y prevención. La experiencia de Colombia". En *International Oil Spill Conference Proceedings*, p. 574. Disponible en <http://ioscproceedings.org/doi/pdf/10.7901/2169-3358-2005-1-571>.

⁵⁰ María del Carmen Cuevas, Guillermo Espinosa, César Ilizaliturri y Ania Mendoza (editores). *Métodos Ecotoxicológicos para la Evaluación de Suelos Contaminados con Hidrocarburos*. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), Instituto Nacional de Ecología (INE), Universidad Veracruzana, Fondos Mixtos (CONACYT). México, 2012, p. 11.

⁵¹ *Óp. cit.*, p. 573.



Respecto al Plan para efectuar Actividades en las Baterías San Jacinto, Capahuari Norte, Capahuari Sur y al Pozo 13 del Yacimiento Dorissa Lote 192

72. Sobre el particular, es preciso mencionar que la medida preventiva materia de análisis se encuentra referida al cumplimiento del Plan para efectuar Actividades en las Baterías San Jacinto, Capahuari Norte, Capahuari Sur y al Pozo 13 del Yacimiento Dorissa Lote 192, el mismo que fue presentado como cumplimiento para el mandato de carácter particular correspondiente a la Resolución N° 00032-2020-OEFA/DSEM del 18 de mayo de 2020.
73. A través del escrito presentado el 20 de mayo de 2020, el apelante presentó el mencionado plan, el cual expone primero que, dentro de las facilidades requeridas por el titular para el ingreso a las instalaciones del Lote 192:
- (i) Habilitación de ventanilla virtual para presentación ante el Ministerio de Energía y Minas del Plan para la Vigilancia, Prevención y Control del COVID-19 de Frontera Energy según RM 128-2020-MINEM/DM y aprobación del mismo por dicho ministerio.
 - (ii) Opinión favorable del Ministerio de Cultura respecto del ingreso de Frontera Energy al Lote 192 y aprobación de protocolo de ingreso teniendo en cuenta el auto aislamiento social adoptado por las comunidades nativas del lote ante la epidemia del COVID-19.
 - (iii) Garantía del Estado Peruano, a través de la entidad que corresponda, a la integridad física de los trabajadores de Frontera Energy, expuesta por las medidas de fuerza violentas impuestas por las comunidades nativas, a su paso por la vía para llegar a puntos donde se han denunciado eventos ambientales.**
 - (iv) Acompañamiento en el ingreso de las siguientes entidades: **OEFA, OSINERGMIN, Ejército Peruano, Defensoría del Pueblo.**
74. Asimismo, cabe señalar que el administrado presentó el cronograma detallado con la programación y plazos de duración de las actividades a realizar en el Lote 192, así como medidas de seguridad y sanitarias para evitar la propagación del COVID-19, incluyendo el Protocolo Sanitario para la implementación de las medidas de prevención y respuesta frente al COVID-19, conforme con la Resolución Ministerial N° 128-2020-MINEM/DM.
75. Sobre el particular, esta Sala considera que las medidas que el administrado debe llevar a cabo se encuentran relacionadas a los eventos ocurridos en las zonas afectadas del Lote 192, precisándose que las acciones a llevar a cabo deberán ser ejecutadas en coordinación con las entidades precisadas en el Plan, a efectos de que pueda ingresarse al mencionado Lote.
76. En efecto, a fin de cumplir con la medida preventiva, esta Sala es de la opinión que se deben guardar las condiciones para garantizar las medidas sanitarias y de seguridad para el personal del administrado, con lo cual se deben considerar dichos elementos, a efectos de otorgar un plazo razonable. Ello, sin embargo, no



afecta que el administrado deba ejecutar las acciones mismas de la medida preventiva relacionadas al Plan de Contingencia desarrolladas en el Plan para efectuar Actividades en las Baterías San Jacinto, Capahuari Norte, Capahuari Sur y al Pozo 13 del Yacimiento Dorissa Lote 192.

77. En atención a lo anterior y considerando las fotografías presentadas por la Autoridad de Supervisión presentadas previamente en el considerando 56 de la presente resolución, esta Sala es de la opinión que se advierte el peligro inminente, alto riesgo y mitigación advertida por la DSEM, a efectos del dictado de la medida preventiva N° 2 descrita en el Cuadro N° 2 de la presente resolución materia de análisis.
78. Con ello, esta Sala es de la opinión que corresponde confirmar la medida preventiva materia de análisis en el presente extremo, pues resulta ser necesaria la atención de las zonas afectadas.

Respecto al plazo de la medida preventiva N° 2 descrita en el Cuadro N° 2 de la presente resolución

79. Ahora bien, respecto al plazo para el cumplimiento de la misma, debe señalarse que la Resolución N° 00039-2020-OEFA/DSEM estableció que el cumplimiento de la medida preventiva N° 2 descrita en el Cuadro N° 2 de la presente resolución debió cumplirse en el plazo de 10 (diez) días hábiles desde la notificación de la mencionada resolución:

Resolución N° 00039-2020-OEFA/DSEM	
Fecha de notificación	Fecha de cumplimiento de Medida Preventiva N° 2
7 de julio de 2020	21/07/2020
Fecha de notificación	Fecha de cumplimiento del mandato de carácter particular N° 1
7 de julio de 2020	10 (diez) días hábiles contados a partir del día siguiente de la fecha de ingreso del Lote 192.

Elaboración: TFA.

80. De la revisión de los plazos advertidos de manera previa, es preciso advertir que el plazo de cumplimiento para la medida preventiva N° 2 resultaba ser hasta el 21 de julio de 2020, siendo que el plazo de cumplimiento del mandato de carácter particular N° 1 será en el plazo de 10 (diez) días hábiles contados a partir del día siguiente de la fecha de ingreso al Lote 192.
81. No obstante, es preciso advertir que, el 13 de julio de 2020, el administrado presentó una solicitud de prórroga para el cumplimiento de la medida preventiva de 15 (quince) días hábiles adicionales, conforme con el numeral 23.1 del artículo 23° del Reglamento de Supervisión.



82. Sobre este punto, cabe advertir que el Reglamento de Supervisión⁵² establece que la Autoridad de Supervisión es competente para prorrogar el plazo para el cumplimiento de la medida administrativa, de oficio o a pedido de parte del administrado, siendo que esta deberá ser sustentada y presentada antes del plazo otorgado para el cumplimiento de la medida administrativa.
83. Siendo ello así, considerando que la solicitud de prórroga fue presentada el 13 de julio de 2020 y teniendo en cuenta que el plazo de cumplimiento es hasta el 21 de julio de 2020, se puede concluir que la solicitud de prórroga se presentó dentro del plazo correspondiente.
84. Asimismo, la Autoridad de Supervisión se encuentra obligada a emitir sobre las solicitudes de prórroga mediante resolución directoral debidamente motivada. Con ello, el 22 de julio de 2020, mediante la Resolución N° 00045-2020-OEFA/DSEM, se otorgó a Frontera Energy como fecha máxima el 6 de agosto de 2020 para ingresar al Lote 192 para la ejecución de la medida preventiva N° 2 de la presente resolución.
85. Sin perjuicio de ello, corresponde precisar que la solicitud de prórroga presentada por el administrado se encontraba referida a los siguientes puntos:
- (i) Situación de Emergencia Sanitaria en las Comunidades Nativas.
 - (ii) Imposibilidad de lograr acuerdo con la Comunidad Nativa José Olaya que permita el desplazamiento de Frontera Energy en el Lote 192.
 - (iii) Imposibilidad de contar con la logística necesaria para el ingreso en el plazo otorgado.
 - (iv) Imposibilidad de contar con el acompañamiento del Ejército del Perú.
86. Puntos que, de la revisión del recurso de apelación, en su mayoría se reiteran para el cuestionamiento del plazo, pues de la revisión de los fundamentos de hecho y de derecho para revocar el extremo de la resolución materia de impugnación se precisó:
- (i) Imposibilidad de ingresar al Lote por la fuerza mayor.
 - (ii) La aprobación del Plan de Vigilancia, Prevención y Control de COVID-19 en el Trabajo no permite realizar acciones para prevenir, minimizar, rehabilitar,

⁵² **RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO N° 006-2019-OEFA/CD**
Artículo 23.- Prórroga de medidas administrativas

23.1 La Autoridad de Supervisión puede prorrogar el plazo para el cumplimiento de la medida administrativa, de oficio o a pedido del administrado.

23.2 La solicitud de prórroga del administrado debe ser debidamente sustentada y presentada antes del término del plazo otorgado para el cumplimiento de la medida administrativa.

23.3 La Autoridad de Supervisión debe pronunciarse sobre las solicitudes de prórroga mediante resolución directoral debidamente motivada.



- remediar y compensar.
- (iii) Imposibilidad de contar con las garantías y esfuerzos de otras entidades para el ingreso y posterior actividades del Plan.
 - (iv) Imposibilidad de contar con el acompañamiento del Ejército del Perú.
 - (v) Negativa de las comunidades de coadyuvar al ingreso pácifico al Lote.
 - (vi) Situación de Emergencia Sanitaria en las Comunidades Nativas
 - (vii) Imposibilidad de lograr acuerdo con la Comunidad Nativa José Olaya que permita el desplazamiento de Frontera Energy en el Lote 192.
 - (viii) Imposibilidad de contar con la logística necesaria para el ingreso en el plazo otorgado.
87. Al respecto, esta Sala es de la opinión que, sin perjuicio de que la Autoridad de Supervisión ha emitido pronunciamiento respecto de la prórroga solicitada por el administrado respecto al plazo de la medida preventiva N° 2 descrita en el Cuadro N° 2 de la presente resolución, es preciso emitir pronunciamiento respecto a los argumentos expuestos por el administrado que no fueron analizados en la prórroga otorgada por la Autoridad de Supervisión.

Respecto al estado de fuerza mayor

88. Frontera Energy alegó que el estado de fuerza mayor imposibilita no solo continuar con la operación de Lote, sino también a poder cumplir con sus obligaciones ambientales al encontrarse imposibilitado de ingresar.
89. Sobre ello, el apelante mencionó que, con fecha 10 de marzo de 2020, se comunicó al OEFA que se encontraba en estado de fuerza mayor desde el 27 de febrero de 2020, conforme fue corroborado y aceptado por Perupetro, quien comunicó lo mismo al OEFA, a través de la Carta GGRL-SUPC-GFST-00272-2020.
90. El recurrente mencionó que la DSEM considera que la fuerza mayor no exime a Frontera Energy de sus obligaciones ambientales, específicamente, para la remediación y limpieza de las áreas afectadas por los derrames ocurridos. Con ello, el estado de fuerza mayor –concedido por Perupetro– acredita que el titular se encuentra imposibilitado de continuar con sus operaciones, así como imposibilitado de realizar cualquier otra actividad que requiera de personal en la zona.
91. Por otro lado, Frontera Energy señaló que mantuvo en el Campamento Andoas a 30 (treinta) trabajadores, con el fin de mantener operativo el aeródromo de la zona, así como continuar con la generación de energía eléctrica a favor de las comunidades, sin tener acceso alguno a la zona de operaciones del Lote, siendo que, debido al Estado de Emergencia, el 1 de mayo de 2020, se retiró a todo su



personal, a fin de evitar la propagación de contagios de COVID-19.

92. El administrado alegó que, teniendo en consideración ello, se encuentra impedido de ingresar al Lote 192 y de ejecutar cualquier actividad dentro del mismo, siendo que la medida preventiva, vulnera el principio de razonabilidad referido a las decisiones de la autoridad administrativa y respecto el contenido de todo acto administrativo, que debe tener un objeto físicamente posible. El administrado alegó que ha cumplido con las obligaciones dentro del margen de sus posibilidades, cumpliendo con la presentación de los reportes de emergencias ambientales y brindando asistencia técnica remota al Ejército del Perú.
93. El apelante señaló que debido al estado de fuerza mayor en el que se encuentran, carece de todo sentido exigir el ingreso al Lote en el plazo de diez (10) días hábiles cuando dicha orden resulta imposible físicamente de ejecutar. Con ello, conforme con la normativa civil, si la inexecución de una medida administrativa deviene de un caso fortuito o fuerza mayor, el titular no resultará responsable por el incumplimiento, toda vez que las causas no resultan oponibles al administrado.

Análisis del TFA

94. Al respecto, si bien el estado de fuerza mayor ha sido previamente comunicada y es conocida por el OEFA, es preciso tener en consideración lo dispuesto por Perupetro, respecto al cumplimiento de las obligaciones ambientales, las cuales, de acuerdo a la carta con registro N° GGRL-SUPC-GFST-00804-2020 emitida el 10 de julio de 2020, precisando que:

(...) estamos de acuerdo en que la fuerza mayor otorgada a Frontera, no lo exime de responsabilidad con relación a sus demás obligaciones contractuales ni a otras obligaciones provenientes de fuente distinta a la contractual, entre ellas, las obligaciones ambientales del mismo contrato y las establecidas en la normativa ambiental aplicable; sobre todo aquellas referidas a la ocurrencia de emergencias ambientales, tales como los derrames de hidrocarburos producidos en las instalaciones del Lote 192.

(...)

En ese sentido, ante la importancia del asunto reiteramos nuestra preocupación respecto a las emergencias ambientales ocurridas en el Lote 192 operado por Frontera y, en el marco de las disposiciones relacionadas con la preservación del medio ambiente y de los protocolos sanitarios y de seguridad aplicables, efectuaremos las coordinaciones con Frontera siempre dentro de nuestras competencias, ratificando nuestro compromiso frente a las acciones para gestionar el cumplimiento contractual.

95. Con ello, debe precisarse que, pese al estado de fuerza mayor, el administrado se encuentra obligado al cumplimiento de sus obligaciones ambientales, tal como



señala Perupetro, en el marco incluido de los protocolos sanitarios y de seguridad aplicables, siendo, inclusive, que la misma autoridad, dentro de sus competencias, efectuará las coordinaciones necesarias para su cumplimiento.

96. En atención a lo expuesto, el administrado no puede alegar el estado de fuerza mayor para la falta de cumplimiento de las medidas establecidas en el Plan para efectuar Actividades en las Baterías San Jacinto, Capahuari Norte, Capahuari Sur y al Pozo 13 del Yacimiento Dorissa Lote 192, en tanto que Perupetro alegó que se encuentra obligado al cumplimiento de las obligaciones establecidas en la normativa ambiental, incluyendo las medidas preventivas.
97. De acuerdo con el principio de razonabilidad⁵³ reconocido en el numeral 1.4 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG⁵⁴, las decisiones de la autoridad administrativa, cuando creen obligaciones deben adaptarse dentro de los límites de la facultad atribuida y manteniendo la debida proporción entre los medios a emplear y los fines públicos que deba tutelar, a fin de que respondan a lo estrictamente necesario para la satisfacción de su cometido.
98. Atendiendo al mencionado principio, esta Sala considera que el cumplimiento de la medida preventiva debe ser analizada, conforme al principio de razonabilidad, considerando, en ese sentido, no solo el cumplimiento de las acciones de las actividades de contención y limpieza, sino que las mismas sean ejecutadas, atendiendo a la seguridad de la integridad y salud del personal de Frontera Energy no solo relativa con el estado de fuerza mayor, sino también con la pandemia del COVID-19.
99. En esa línea, esta Sala es de la opinión que el administrado, tal como ha señalado Perupetro, puede realizar el cumplimiento de las obligaciones ambientales, siendo que el Plan deberá ser cumplido, conforme a lo establecido con relación a las facilidades requeridas por el administrado para el ingreso del Lote 192, encontrándose dentro de ellas, la garantía del Estado Peruano para garantizar la

⁵³ De acuerdo con los criterios del Tribunal Constitucional (por ejemplo, en la Sentencia emitida en el Expediente N° 2192-2004-AA/TC), existe una similitud entre los principios de razonabilidad y de proporcionalidad; a ello, se debe agregar que el TUO de la Ley del Procedimiento Administrativo General se refiere expresamente al primero de los nombrados.

⁵⁴ **TUO DE LA LPAG.
TÍTULO PRELIMINAR**

Artículo IV. Principios del procedimiento administrativo

1. El procedimiento administrativo se sustenta fundamentalmente en los siguientes principios, sin perjuicio de la vigencia de otros principios generales del Derecho Administrativo: (...)

1.4. Principio de razonabilidad.- Las decisiones de la autoridad administrativa, cuando creen obligaciones, califiquen infracciones, impongan sanciones, o establezcan restricciones a los administrados, deben adaptarse dentro de los límites de la facultad atribuida y manteniendo la debida proporción entre los medios a emplear y los fines públicos que deba tutelar, a fin de que respondan a lo estrictamente necesario para la satisfacción de su cometido.



integridad física de los trabajadores de Frontera Energy y el acompañamiento de OEFA, Osinergrmin, Ejército Peruano y Defensoría del Pueblo.

100. Con ello, dentro del análisis de plazo de la medida preventiva no puede perderse de vista lo expuesto en el considerando previo, debiendo tomarse en consideración en los argumentos expuestos por el administrado en su recurso de apelación.
101. No obstante, esta Sala debe desestimar el argumento del administrado analizado en el presente extremo, respecto al estado de fuerza mayor, teniéndose en cuenta además la prórroga otorgada por la DSEM, mediante la Resolución N° 00045-2020-OEFA/DSEM.

Respecto al Plan de Vigilancia, Prevención y Control de COVID-19 en el Trabajo

102. El recurrente precisó que, conforme con la Resolución Ministerial N° 128-2020-MINEM/DM y la Resolución Ministerial N° 239-2020-MINSA, presentó el Plan de Vigilancia, Prevención y Control del COVID-19 en el Trabajo que fue aprobado el 19 de junio de 2020, precisando que este en sí no permite “realizar acciones destinadas a prevenir, minimizar, rehabilitar, remediar y compensar”, pues este solo significa que se encuentra habilitado a reiniciar actividades, conforme a ley, “(...) al momento que la empresa lo considere”.
103. Frontera Energy señaló que, en tanto que en algún momento debe retomar las operaciones en el Lote, vio oportuno ir gestionando la elaboración y aprobación del mencionado plan para cuando pueda ingresar, lo cual no significa que el estado de fuerza mayor haya desaparecido y que se encuentre posibilitado de ingresar a las operaciones.

Análisis del TFA

104. Sobre el particular, conforme con el Decreto Supremo N° 008-2020-SA y sus prórrogas, se declaró en Emergencia Sanitaria a nivel nacional y se dictan medidas y control del COVID-19.
105. Asimismo, mediante Decreto Supremo N° 044-2020-PCM y sus prórrogas, se declaró el Estado de Emergencia Nacional, determinándose el aislamiento social obligatorio (cuarentena), por las graves circunstancias que afectan la vida de la Nación a consecuencia del brote del COVID-19.
106. Conforme con la Resolución Ministerial N° 239-2020-MINSA, se aprobó el documento técnico “Lineamientos para la vigilancia, prevención y control de la salud de los trabajadores con riesgo de exposición al COVID-19”, que conllevó



posteriormente a la emisión de la Resolución Ministerial N° 128-2020-MINEM/DM en la que se aprueba el documento denominado “Protocolo Sanitario para la implementación de medidas de prevención y respuesta frente al COVID-19 en las actividades del (...) Subsector de Hidrocarburos (...)”.

- 107. Conforme con la normativa antes expuesta, las empresas del sector de hidrocarburos elaboran su respectivo Plan para Vigilancia, Prevención y Control del COVID-19 en el Trabajo del administrado, el cual es remitido al Ministerio de Salud (**Minsa**) en el marco del sistema integrado para COVID-19 o SISCOVID-19.
- 108. Ahora bien, de la revisión de la Plataforma SISCOVID Empresas del Minsa, se pudo advertir que, el 19 de junio de 2020, se aprobó mediante Constancia de Registro N° 068313-2020, el registro del Plan para Vigilancia, Prevención y Control del COVID-19 en el Trabajo del administrado.
- 109. Cabe precisar que, en la introducción del documento precitado, el administrado precisó que el contrato de servicio temporal para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 192 se encuentra suspendido por fuerza mayor, siendo que “(...) a la fecha no contamos con personal propio ni de contratistas en el lote”, conforme señaló Frontera Energy.
- 110. Asimismo, dentro del mencionado plan, se presentaron los siguientes objetivos:

V. OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL: - Establecer los lineamientos para la vigilancia, prevención y control de la salud de los trabajadores en la empresa (...), frente al riesgo de contagio del SARS CoV2 (COVID-19).

OBJETIVOS ESPECIFICOS: - Establecer lineamientos para la vigilancia, prevención y control de la salud de los trabajadores que realizan actividades durante la pandemia COVID-19. – Establecer lineamientos para el regreso y reincorporación al trabajo. – Garantizar la sostenibilidad de las medidas de vigilancia y control adoptadas para evitar la transmisibilidad de SARS-CoV2 (COVID-19).

- 111. Cabe agregar que en el Plan para Vigilancia, Prevención y Control del COVID-19 en el Trabajo correspondiente a Frontera Energy, se precisa la lista de sedes en donde se llevará a cabo los lineamientos de prevención y control para evitar la transmisión del COVID-19, donde se encuentra:

Compañía	Departamento	Actividad	Ubicación	Mano de obra
Frontera Energy	AREQUIPO	MINA	MINA VENTURA	1000

- 112. Sobre este punto, es oportuno indicar que el Plan para Vigilancia, Prevención y



Control del COVID-19 en el Trabajo de Frontera Energy no presenta como sede el Lote 192, lo cual supone que no se han establecido medidas prevención y control para evitar la transmisión del COVID-19 para el ingreso de su personal. Ello, conforme esta Sala, evidencia que la sola aprobación del mencionado plan no permite concluir que el administrado podrá ingresar al Lote 192.

113. No obstante, es preciso advertir que el administrado presentó el Protocolo Sanitario para la implementación de las medidas de prevención y respuesta frente al COVID-19 de Frontera, elaborado conforme con la Resolución Ministerial N° 128-2020-MINEM/DM, que aun no ha sido presentado a las autoridades, tal como señala el administrado en el escrito de presentación correspondiente.
114. Siendo ello así, resulta importante para esta instancia, como bien se mencionó en los considerandos previos, no solo considerar el estado de fuerza mayor, sino también el contexto de la pandemia relacionada al COVID-19, bajo dicho escenario debe verificarse el cumplimiento del mencionado protocolo y garantizar por las autoridades el ingreso al mencionado Lote 192, cuando acudan con el administrado precisamente.
115. Con ello, corresponde desestimar los argumentos del administrado en el presente extremo.

Respecto al Plan para efectuar Actividades en las Baterías San Jacinto, Capahuari Norte, Capahuari Sur y al Pozo 13 del Yacimiento Dorissa Lote 192

116. El administrado mencionó que, en cumplimiento de la Resolución N° 00032-2020-OEFA/DSEM, presentó el “Plan para efectuar Actividades en las Baterías San Jacinto, Capahuari Norte, Capahuari Sur y al Pozo 13 del Yacimiento Dorissa Lote 192”, siendo que en el mismo detalló cuáles serían las facilidades requeridas para su ingreso al Lote, tales como las garantías ofrecidas por el Estado, respecto a la integridad física de sus trabajadores, así como el acompañamiento del Ejército Peruano, las entidades correspondientes, entre otros.
117. Asimismo, el apelante alegó que, pese a que el ingreso se encontraba supeditado a que se ofrezcan las garantías y facilidades correspondientes, se cumplió con presentar el cronograma solicitado donde se plasmaron las acciones correspondientes del Plan de Contingencia, así como las acciones de contención y limpieza, a ser llevadas a cabo una vez se ingrese al Lote. En dicho punto, señaló el administrado, había sido tomado en cuenta por la propia Administración, al requerir como parte del mandato especificar las facilidades que el titular requiera.
118. El recurrente precisó que la presentación del plan, en cumplimiento de la Resolución N° 00032-2020-OEFA/DSEM, evidencia que viene cumpliendo con



todo lo que se encuentra dentro de sus posibilidades y se encuentra preparado para remediar las zonas que se vieron afectadas por los derrames, una vez que se facilite la entrada al Lote. Con ello, el administrado agregó que, tal como señaló DSEM, cuenta con una estrategia organizada para ejecutar su ingreso al lote en lo que concierne a la empresa, siendo que las garantías y sus esfuerzos en conjunto por parte de otras entidades, serán determinantes e indispensables para el ingreso y posterior ejecución de las actividades contempladas en el Plan.

Análisis del TFA

119. Al respecto, esta Sala debe reiterar que el cumplimiento de las mencionadas acciones de contención y limpieza se encuentra relacionado a que se cumplan con las facilidades requeridas por el administrado, resaltando entre ellas, que las acciones a llevar a cabo deberán ser ejecutadas en coordinación con las entidades señaladas en el Plan, a efectos de que pueda ingresarse al mencionado Lote, lo cual resulta razonable.
120. Cabe señalar que el OEFA puso en conocimiento a diversas entidades⁵⁵ las acciones del OEFA en atención a los derrames de hidrocarburos en el Lote 192 y "Plan para efectuar actividades en las Baterías San Jacinto, Capahuari Norte, Capahuari Sur y al Pozo 13 del Yacimiento Dorissa Lote 192" de Frontera Energy, en el cual precisó⁵⁶ que, dentro del mismo, se incluyen actividades que deberían

⁵⁵ Mediante la Carta N° 00369-2020-OEFA/DSEM del 22 de mayo de 2020 remitida a la Gerencia General de Perupetro, el Oficio N° 00407-2020-OEFA/DSEM del 22 de mayo de 2020 remitido al Ministerio de Salud, el Oficio N° 00408-2020-OEFA/DSEM del 22 de mayo de 2020 remitido a la Dirección General de Orden Público del Ministerio del Interior, el Oficio N° 00409-2020-OEFA/DSEM del 22 de mayo de 2020 remitido a la Defensoría del Pueblo, el Oficio N° 00411-2020-OEFA/DSEM del 22 de mayo de 2020 remitido al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas, el Oficio N° 00412-2020-OEFA/DSEM del 22 de mayo de 2020 remitido al Ministerio de Cultura, el Oficio N° 00414-2020-OEFA/DSEM del 22 de mayo de 2020 remitido a la Presidencia del Consejo de Ministros y el Oficio N° 00415-OEFA/DSEM del 22 de mayo de 2020 y el Oficio N° 00654-2020-OEFA/DSEM del 21 de julio de 2020 remitido al Ministerio de Energía y Minas. Asimismo, se remitió el Oficio N° 00651-2020-OEFA/DSEM del 17 de julio de 2020 y el Oficio N° 00702-2020-OEFA/DSEM del 24 de julio de 2020 al Ministerio de Defensa.

⁵⁶ Se mencionó que:

(...) Asimismo, debemos manifestar que, actualmente, de acuerdo a lo informado por Frontera, las instalaciones ubicadas en los distintos yacimientos del Lote 192 no cuentan con personal que: (i) se encargue del resguardo de las mismas, (ii) brinde a éstas el mantenimiento necesario a fin de prevenir derrames o fugas de hidrocarburos y (iii) en caso ocurran estos eventos, controle oportunamente los mismos, para evitar o minimizar los impactos ambientales y a la salud de las personas que pudieran generarse como consecuencia de los mismos.

Cabe indicar que, el OEFA viene ejecutando acciones en ejercicio de sus competencias, y coordinando con diferentes entidades a fin de que éstas, en el marco de sus funciones, brinden las facilidades de ingreso al equipo supervisor al Lote 192, situación que no se ha dado debido a que no se cuentan con las garantías sanitarias y de seguridad para el personal supervisor, en el marco del estado de emergencia nacional y de emergencia sanitaria.

En ese contexto, mediante la Resolución N° 00032-2020-OEFA/DSEM, notificada a Frontera el 18 de



desarrollarse por parte de cada sector para efectos de poder lograr que Frontera Energy realice las acciones que le corresponden como responsable del Lote 192.

121. En tal sentido, la DSEM solicitó el apoyo de las mencionadas entidades de manera prioritaria para que las actividades a cargo de Frontera Energy se desarrollen a la brevedad, teniendo en cuenta los impactos que se vienen generando producto de las emergencias ocurridas en el Lote 192 antes referidas.
122. Atendiendo a que la Autoridad de Supervisión se encuentra realizando una participación activa, a efectos de que las demás autoridades puedan brindar las facilidades requeridas por el administrado y que este, de la misma forma, se encuentra realizando sus mejores esfuerzos dentro de sus facultades, esta Sala es de la opinión que no corresponde una suspensión de plazo de la medida preventiva materia de análisis.
123. Con ello, corresponde desestimar los argumentos del administrado en el presente extremo.

Respecto a las facilidades para el ingreso al Lote 192

124. Frontera Energy indicó que no encontró a lo largo de la resolución impugnada sustento alguno que permita a la DSEM afirmar las facilidades para el ingreso, sino que se indica que es importante tener en cuenta las facilidades requeridas por el administrado para ingresar al Lote 192, encontrándose la garantía del Estado Peruano, acompañamiento de entidades y opinión favorable del Ministerio de Cultura.
125. El administrado agregó que no cuenta con las facilidades requeridas para el ingreso al Lote 192, precisando que la medida preventiva materia de apelación solo podría ser exigible si es que el OEFA ha cumplido con garantizar el ingreso al Lote 192, lo cual no ha ocurrido, siendo que carece de sentido exigir el ingreso

mayo de 2020, el OEFA ordenó a la empresa, a la empresa, a través de un mandato de carácter particular, que cumpla con presentar un plan para efectuar actividades de control, contención y descontaminación en las baterías San Jacinto, Capahuari Norte, Capahuari Sur y al Pozo 13 del Yacimiento Dorissa Lote 192.

En atención a la citada medida administrativa, Frontera remitió al OEFA, con fecha 20 de mayo de 2020, el documento "Plan para efectuar actividades en las Baterías San Jacinto, Capahuari Norte, Capahuari Sur y al Pozo 13 del Yacimiento Dorissa Lote 192" (...) teniendo en cuenta que **dentro del mismo se incluyen actividades que deberían desarrollarse por parte de su sector** para efectos de poder lograr que Frontera realice las acciones que le corresponden como responsable del Lote 192.

En tal sentido, **le solicitamos su apoyo de manera prioritaria para que las actividades a cargo de Frontera se desarrollen a la brevedad**, teniendo en cuenta los impactos que se vienen generando producto de las emergencias ocurridas en el Lote 192 antes referidas.

(Énfasis agregado)



sin haber cumplido con los requerimientos establecidos en respuesta a la Resolución N° 00032-2020-OEFA/DSEM.

126. Por otro lado, el apelante mencionó que OEFA ha hecho una serie de reuniones y comunicaciones tanto con Frontera Energy y diversas entidades, manifestando la necesidad de contar con el apoyo conjunto, a fin de poder ejecutar actividades de remediación, pero "(...) OEFA no señala que ya cuenta con el apoyo necesario para garantizar a Frontera el ingreso al mencionado Lote, sin poner en riesgo la salud y seguridad de sus trabajadores".
127. El recurrente señaló que, conforme con el artículo 3° del TUO de la LPAG, nos encontramos ante una medida administrativa de imposible realización, pues se encuentra imposibilitado de ingresar la Lote en un plazo de 10 (diez) días hábiles.

Análisis del TFA

128. Al respecto, esta Sala debe reiterar que, conforme con el principio de razonabilidad, el Plan deberá ser cumplido, conforme a lo establecido por la misma Administración y a las mismas facilidades requeridas por el administrado para el ingreso del Lote 192, encontrándose dentro de ellas, la garantía del Estado Peruano para garantizar la integridad física de los trabajadores de Frontera Energy y el acompañamiento de OEFA, Osinergmin, Ejército peruano y Defensoría del Pueblo.
129. Siendo, en dicho escenario, relevante las comunicaciones mantenidas por OEFA con las demás entidades y las coordinaciones mantenidas por el mismo administrado con las mencionadas entidades, a fin de poder cumplir con las acciones de control y limpieza.
130. Cabe señalar que, como se indicó previamente, el OEFA comunicó a las demás entidades la atención de manera prioritaria de las solicitudes de Frontera Energy para que las actividades a cargo de la misma se desarrollen a la brevedad.
131. Con lo cual, corresponde señalar que los argumentos mencionados en este extremo no guardan sustento.

Respecto a las comunicaciones de Frontera Energy con el Ejército del Perú, las comunidades y su situación sanitaria, así como la falta de logística necesaria

132. Frontera Energy mencionó que, en respuesta a su solicitud de acompañamiento en el ingreso al Lote, el Ejército del Perú brindó una respuesta no fue favorable y no garantizaba la integridad de sus trabajadores al no contar con personal necesario en la zona.



133. El administrado señaló que, en la respuesta a la Resolución N° 00032-2020-OEFA/DSEM, era imprescindible el acompañamiento del Ejército en el ingreso al Lote, pues se consideró como la única garantía efectiva para salvaguardar la integridad física de nuestros trabajadores y la de los trabajadores de nuestros contratistas.
134. Del mismo modo, el apelante mencionó que era de público conocimiento, así como de OEFA y otras entidades, la tensa situación que existe entre las comunidades nativas y Frontera Energy, no solo respecto a los conflictos que llevaron el estado de fuerza mayor desde febrero de este año, sino que dicha situación continúa ante la expresa negativa de negociación y de acceso al Lote. Siendo que, a la fecha, agregó que no se cuenta con las garantías solicitadas y se tiene la expresa negativa de las comunidades de coadyuvar el ingreso pacífico a las operaciones del Lote.
135. Asimismo, el recurrente agregó que la situación en la que se encuentran las comunidades nativas en las que se ubica el área de influencia del Lote, siendo que, a la fecha, existen 1,460 de casos COVID-19 confirmados, en una población aproximadamente de 8,400 personas; así como el número de contagiados en la operación de ayuda humanitaria realizada entre el 5 y el 8 de julio de 2020 realizada por el Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, lo cual refleja el grado de contagio en aumento en la zona de operaciones del Lote 192, ante lo cual es indispensable que se garantice el ingreso del personal de Frontera Energy, salvaguardando su salud. Aunado a ello, la DSEM deberá tener en cuenta la actual capacidad y tipos de establecimientos de salud con los que cuenta el área de influencia del Lote.
136. Frontera Energy mencionó que resultaba evidente el alto riesgo de contagio y afectación a la salud de los trabajadores en caso se exija el ingreso al Lote, sin tener en consideración todas las circunstancias que involucra el referido ingreso por la medida preventiva N° 2 de la presente resolución. Con ello, agregó que se considera prudente que el ingreso de Frontera Energy se realice una vez que se haya logrado controlar la propagación del contagio de COVID-19 en la zona.
137. Por otro lado, el administrado indicó que otro punto a tomar en cuenta es la imposibilidad de lograr un acuerdo con la Comunidad Nativa José Olaya, quienes obligaron a Frontera Energy a la paralización de la Central de Generación Eléctrica Wartsila y otras islas de generación que alimentan los pozos y campamentos del Lote, el bloqueo de la carretera LO-100 y el cierre de un portón metálico. Asimismo, la Comunidad Nativa Antioquía obligó a paralizar las actividades de remediación el 27 de febrero de 2020 y bloqueó el acceso en la batería Jibarito y retuvo a trabajadores y contratistas, siendo la causal para invocar la fuerza mayor



y la imposibilidad de seguir operando en el Lote.

138. Frontera Energy señaló que, pese a lo ocurrido, en una flagrante violación a sus derechos como a los de sus trabajadores, ha continuado con las negociaciones necesarias que permitan su ingreso pacífico al Lote, pero la Comunidad Nativa José Olaya mantiene su decisión de emplear la fuerza hasta que no se acceda al pago de una suma de dinero, "(...) no solo irrazonable y exorbitante, sino que ante los hechos descritos podría considerarse como extorsiva".
139. Así también, el recurrente alegó que, a la fecha, no cuenta con la logística necesaria para ingresar al Lote, siendo que debido a las condiciones en las que se encuentra la carretera de acceso al Lote, resulta necesario un helicóptero para ingresar a las instalaciones donde ocurrieron los derrames. Dicho helicóptero se encuentra en Iquitos y, a la fecha del presente recurso, las aeronaves se encuentran en mantenimiento, calificaciones, entre otro, teniendo como fechas tentativas de pruebas a fin del presente mes. Siendo que luego de dichas pruebas, Frontera Energy deberá realizar la inspección de seguridad aeronáutica correspondiente, lo cual toma entre 2 a 4 días.
140. Con ello, el apelante señaló que se evidenció que se encuentra imposibilitado de ingresar al Lote 192 en el plazo otorgado, careciendo de asidero lógico y jurídico lo ordenado mediante la resolución apelada; por lo que solicita que se revoque la medida preventiva N° 2 de la presente resolución y ordene la suspensión del plazo hasta que Frontera Energy cuente con las garantías y facilidades requeridas, así como la logística necesaria para el ingreso sin ningún impedimento o complicación que ponga en riesgo la integridad física y salud de los trabajadores.

Análisis del TFA

141. Sobre el particular, esta Sala debe mencionar que estos argumentos fueron expuestos en la solicitud de prórroga de la medida preventiva N° 2 descrita en el Cuadro N° 2 de la presente resolución, presentados en el escrito con Registro N° 2020-E01-047940, los cuales fueron atendidos, a fin de prorrogar el plazo de la mencionada medida preventiva hasta el 6 de agosto de 2020, mediante la Resolución N° 00045-2020-OEFA/DSEM del 22 de julio de 2020.
142. En atención al pronunciamiento más reciente emitido por la DSEM, esta Sala es de la opinión que, en tanto que los argumentos en cuestión encuentran sustento para la prórroga del plazo y la misma habría sido otorgada por parte de la Autoridad de Supervisión, esto es, el órgano competente para emitir opinión respecto de los mismos, carece de objeto pronunciarse sobre ellos.
143. Con ello, esta Sala concluye que corresponde confirmar la Resolución N° 00039-



2020-OEFA/DSEM del 7 de julio de 2020, a través de la cual se impuso la medida preventiva referida a ingresar al Lote 192, para efectuar las actividades de control, contención, limpieza y descontaminación en las áreas afectadas por los derrames ocurridos en el Lote 192, siendo necesario indicar que el plazo de la misma fue modificado posteriormente y que no corresponde la suspensión de plazo, atendiendo a que las autoridades se encuentran brindando atención prioritaria a la solicitud de participación de la mismas por parte del administrado y este se encuentra realizando, del mismo modo, sus mejores acciones para el cumplimiento de la misma.

144. Lo cual, sin perjuicio de ello, no limita el derecho del administrado al cuestionamiento respecto del nuevo plazo establecido por la Autoridad de Supervisión conforme con la Resolución N° 00045-2020-OEFA/DSEM del 22 de julio de 2020.

Respecto al cumplimiento de las medidas administrativas

145. El administrado alegó que cumplió con la medida preventiva N° 1 y el mandato de carácter particular N° 2 descritos en el Cuadro N° 2 de la presente resolución.
146. No obstante, el apelante señaló que, al encontrarse imposibilitado de ingresar al Lote 192, el mandato de carácter particular N° 1 descrito en el Cuadro N° 2 de la presente resolución será exigible una vez que se garantice el reingreso al mencionado lote.

Análisis del TFA

147. Al respecto, corresponde señalar que, conforme con el artículo 29° del Reglamento de Supervisión⁵⁷, es la Autoridad de Supervisión la encargada de

⁵⁷

REGLAMENTO DE SUPERVISIÓN

Artículo 29.- Procedimiento para la aplicación de medidas preventivas

- 29.1 Las medidas preventivas son dictadas mediante resolución o acta de supervisión debidamente motivada por la Autoridad de Supervisión o por el supervisor a quien le sea delegada la facultad, respectivamente, y establecen las acciones que el administrado debe adoptar para controlar o disminuir el inminente peligro, alto riesgo o mitigar el daño que puede producirse en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas.
- 29.2 La notificación de la medida preventiva se realiza en el lugar en que esta se haga efectiva, en caso sea dictada por el supervisor designado; o, en su defecto, en el domicilio legal del administrado.
- 29.3 En caso el administrado no ejecute la medida preventiva, el supervisor realiza la referida ejecución, por sí o a través de terceros, a costa del administrado.
- 29.4 Para hacer efectiva la ejecución de las medidas preventivas, el supervisor designado puede solicitar, en el marco de la legislación vigente, la participación de la Policía Nacional del Perú. También puede hacer uso de medidas como el descerraje o similares, previa autorización judicial.
- 29.5 Culminada la diligencia de ejecución del cumplimiento de la medida preventiva, el supervisor designado levanta un Acta de Supervisión y entrega copia del acta a la persona con quien se efectuó la diligencia. De no haberse podido ejecutar la medida preventiva, se levanta un acta indicando, entre otros puntos, los motivos que impidieron la ejecución de la mencionada medida. Para garantizar la ejecución de las



verificar el cumplimiento y en caso de acreditar el cumplimiento de la misma, se lo comunicará al administrado.

148. En ese sentido, esta Sala debe señalar que corresponde a la Autoridad de Supervisión emitir pronunciamiento respecto del cumplimiento de la medida preventiva N° 1 y del mandato de carácter particular N° 2 descritos en el Cuadro N° 2 de la presente resolución.
149. Por otro lado, con relación al cumplimiento del mandato de carácter particular N° 1 descrito en el Cuadro N° 2 de la presente resolución, debe indicarse que este se encuentra supeditado al cumplimiento de la medida preventiva N° 2 descrita en el Cuadro N° 2 de la presente resolución, con lo cual habiendo sido el plazo de esta medida administrativa prorrogado, el cumplimiento del mandato en particular en cuestión deberá acreditarse una vez cumplida la medida preventiva N° 2.
150. En atención a lo anterior, esta Sala es de la opinión que corresponderá a la Autoridad de Supervisión comunicar al administrado el resultado de la evaluación de los documentos presentados por el administrado, a efectos de concluir si el administrado cumplió con las medidas administrativas en cuestión.

De conformidad con lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental; el Decreto Legislativo N° 1013, que aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente; el Decreto Supremo N° 013-2017-MINAM, que aprueba el Reglamento de Organización y Funciones del OEFA; y la Resolución N° 020-2019-OEFA/CD, que aprueba el Reglamento Interno del Tribunal de Fiscalización Ambiental del OEFA.

SE RESUELVE:

PRIMERO.- CONFIRMAR la Resolución N° 00039-2020-OEFA/DSEM del 7 de julio de 2020, a través de la cual se impuso la medida preventiva a Frontera Energy del Perú S.A. referida a ingresar al Lote 192, para efectuar las actividades de control, contención, limpieza y descontaminación en las áreas afectadas por los derrames ocurridos en el Lote 192, precisándose que el plazo establecido en dicha medida fue posteriormente modificado, siendo que no corresponde una suspensión de plazo, por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la presente resolución; quedando agotada la vía administrativa.

medidas preventivas, el supervisor designado puede volver a realizar la diligencia sin necesidad de que se emita otra resolución, de manera tal que se asegure su cumplimiento.

- 29.6 En caso de cumplirse una medida administrativa, la autoridad de supervisión comunicará dicho resultado al administrado.



SEGUNDO.- NOTIFICAR la presente resolución a Frontera Energy del Perú S.A. y remitir el expediente a la Dirección de Supervisión Ambiental en Energía y Minas del OEFA para los fines correspondientes.

Regístrese y comuníquese.



Firmado digitalmente por:
TASSANO VELAOCHAGA
Hebert Eduardo FAU
20521286769 soft
Cargo: Presidente de la SE
Lugar: Sede Central -
Lima\Lima\Jesus Maria
Motivo: Soy el autor del
documento



Firmado digitalmente por:
NEYRA CRUZADO Cesar
Abraham FAU 20521286769 soft
Cargo: Vocal
Lugar: Sede Central -
Lima\Lima\Jesus Maria
Motivo: Soy el autor del
documento



Firmado digitalmente por:
PEGORARI RODRIGUEZ Carla
Lorena FAU 20521286769 soft
Cargo: Vocal
Lugar: Sede Central -
Lima\Lima\Jesus Maria
Motivo: Soy el autor del
documento



Firmado digitalmente por: YUI
PUNIN Marcos Martin FAU
20521286769 soft
Cargo: Vocal
Empresa: ORGANISMO DE
EVALUACION Y
FISCALIZACION AMBIENTAL -
OEFA
Lugar: Sede Central -
Lima\Lima\Jesus Maria
Motivo: Soy el autor del
documento



Firmado digitalmente por:
ROJAS CUESTA Mary FAU
20521286769 soft
Cargo: Vocal
Lugar: Sede Central -
Lima\Lima\Jesus Maria
Motivo: Soy el autor del
documento



Firmado digitalmente por:
IBERICO BARRERA Ricardo
Hernan FAU 20521286769 soft
Cargo: Vocal
Lugar: Sede Central -
Lima\Lima\Jesus Maria
Motivo: Soy el autor del
documento

Cabe señalar que la presente página forma parte integral de la Resolución N° 192-2020-OEFA/TFA-SE, la cual tiene 51 páginas.



09840609