



**Tribunal de Fiscalización Ambiental
Sala Especializada en Minería, Energía,
Pesquería e Industria Manufacturera**

RESOLUCIÓN N° 103-2018-OEFA/TFA-SMEPIM

EXPEDIENTE N° : 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS

PROCEDENCIA : DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN, SANCIÓN Y APLICACIÓN DE INCENTIVOS¹

ADMINISTRADO : PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

SECTOR : HIDROCARBUROS

APELACIÓN : RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 1712-2017-OEFA/DFSAI

SUMILLA: *Se declara la nulidad de la Resolución Directoral N° 1712-2017-OEFA/DFSAI del 22 de diciembre de 2017, en cuanto la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos (ahora, Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos) no motivó su pronunciamiento respecto a la vía procedimental aplicable en el presente procedimiento administrativo sancionador seguido contra de Petróleos del Perú – Petroperú S.A., donde se determinó su responsabilidad administrativa por la comisión de las conductas infractoras detalladas en el Cuadro N° 1 de la presente resolución. En consecuencia, se debe retrotraer el procedimiento sancionador hasta el momento en que el vicio se produjo.*

Lima, 2 de mayo de 2018

I. ANTECEDENTES

Sobre el Oleoducto Norperuano y los Instrumentos de Gestión Ambiental de dicha instalación

1. Petróleos del Perú – Petroperú S.A.² (en adelante, **Petroperú**) es una empresa

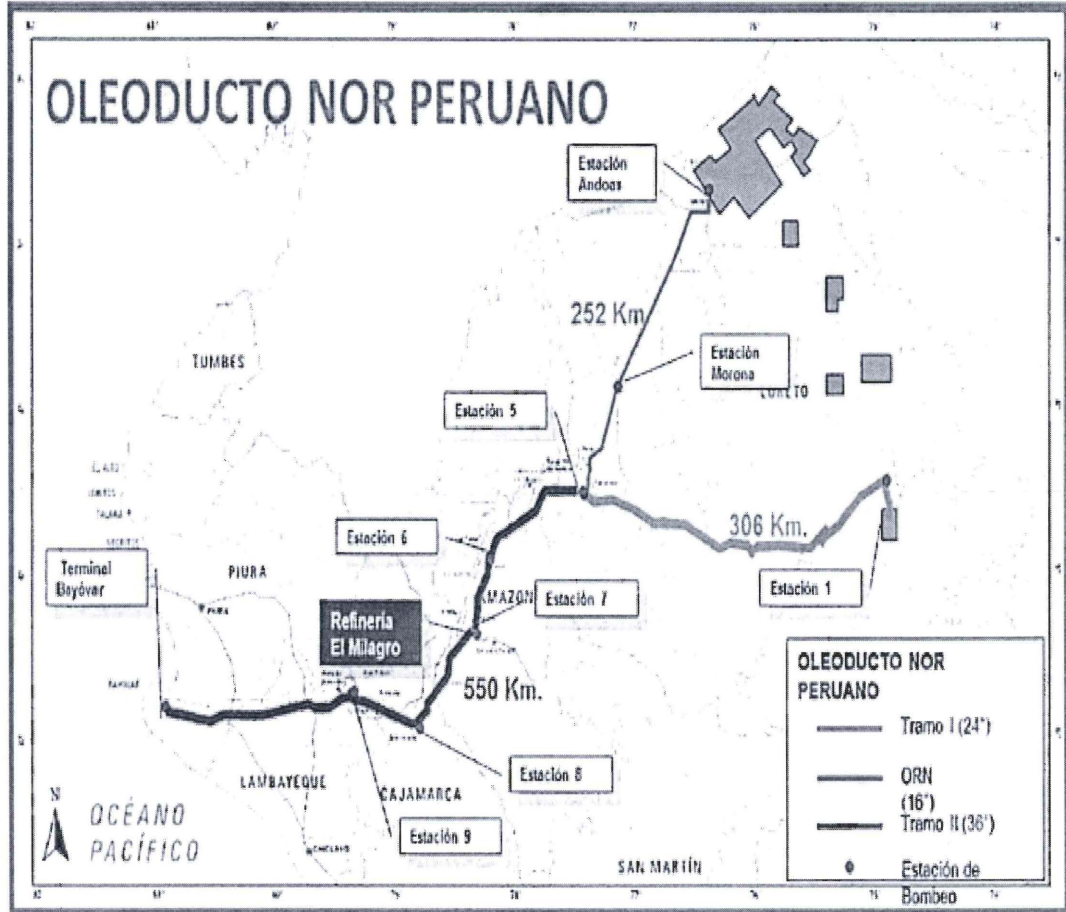
¹ El 21 de diciembre de 2017 se publicó en el diario oficial *El Peruano*, el Decreto Supremo N° 013-2017-MINAM mediante el cual se aprobó el nuevo Reglamento de Organización y Funciones (ROF) del OEFA y se derogó el ROF del OEFA aprobado mediante Decreto Supremo N° 022-2009-MINAM.

Cabe señalar que el procedimiento administrativo sancionador seguido en el Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS fue iniciado durante la vigencia del ROF de OEFA aprobado mediante Decreto Supremo N° 022-2009-MINAM, en virtud del cual la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos (DFSAI) es el órgano de línea encargado de dirigir, coordinar y controlar el proceso de fiscalización, sanción y aplicación de incentivos; sin embargo, a partir de la modificación del ROF, su denominación es Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos (DFAI).

² Registro Único de Contribuyente N° 20100128218.

que realiza la actividad de transporte de hidrocarburos (petróleo crudo) a través del Oleoducto Norperuano³ (en adelante, **ONP**), el cual tiene una longitud de ochocientos cincuenta y cuatro (854) kilómetros, y se extiende a lo largo de los departamentos de Loreto, Amazonas, Cajamarca, Lambayeque y Piura, conforme el siguiente detalle⁴:

Gráfico 1: Recorrido del ONP y las instalaciones que lo comprende



Fuente y elaboración: Dirección de Supervisión.

Debe especificarse que el objetivo de la construcción del Oleoducto Norperuano fue el transporte —de manera económica, eficaz y oportuna— del petróleo crudo, extraído de los yacimientos de la selva norte hasta el terminal Bayóvar en la costa, para su embarque a las refinерías de la Pampilla, Talara y Conchán, y al mercado externo. (Página 46 del Programa de Adecuación y Manejo Ambiental - PAMA del ONP).

Cabe mencionar que el ONP se divide en dos ramales:

- i) **Oleoducto Principal:** Este ramal se inicia en la Estación N° 1 (ubicada en el caserío San José de Saramuro, distrito de Urarinas, provincia y departamento de Loreto) y se extiende hasta el Terminal Bayóvar (ubicado en el distrito y provincia de Sechura, departamento de Piura). El oleoducto principal se divide, a su vez, en el Tramo I y Tramo II:
 - Tramo I: Inicia en la Estación N° 1 y termina en la Estación N° 5 (caserío Félix Flores, distrito de Manseriche, provincia Datem del Marañón, departamento de Loreto).
 - Tramo II: Inicia en la Estación N° 5, recorre las Estaciones N° 6 (ubicada en el caserío y distrito de Imaza, provincia de Bagua, departamento de Amazonas), N° 7 (se encuentra en el caserío y distrito de El Milagro, provincia de Utcubamba, departamento de Amazonas), N° 8 (ubicada en el distrito de Pucará, provincia de Jaén, departamento de Cajamarca) y N° 9 (distrito de Huarmaca, provincia de Huancabamba, departamento de Piura), concluyendo su recorrido en el Terminal Bayóvar.
- ii) **Oleoducto Ramal Norte:** Este ramal se inicia en la Estación Andoas (ubicada en el caserío y distrito del mismo nombre, provincia Datem del Marañón, departamento de Loreto) y llega hasta la Estación N° 5.

2. Con el fin de adecuarse a las obligaciones ambientales establecidas en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 046-93-EM⁵, el 19 de junio de 1995, la Dirección General de Hidrocarburos (en adelante, **DGH**) del Ministerio de Energía y Minas (Minem) aprobó el *Programa de Adecuación y Manejo Ambiental del Oleoducto Norperuano* a favor de Petroperú (en adelante, **PAMA del ONP**), por medio del Oficio N° 136-95-EM/DGH.
3. Posteriormente, con Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA del 7 de mayo de 2003, se aprobó la modificación al citado Instrumento de Gestión Ambiental, denominada *Modificación del Impacto N° 19 del PAMA* (en adelante, **Modificación del PAMA**), donde se incorporaron diversos compromisos ambientales relacionados con la *Evaluación e Instalación de Válvulas en Crudos de Ríos*.

Sobre los derrames de petróleo crudo ocurridos en el Tramo II y en el Ramal Norte del ONP y las Supervisiones Especiales llevadas a cabo por el OEFA

4. El 25 de enero de 2016, Petroperú puso en conocimiento del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en adelante, **OEFA**)⁶ el derrame de

⁵ Al respecto, cabe precisar que las operaciones en el ONP fueron iniciadas en el año 1976, es decir con anterioridad a la promulgación del Decreto Supremo N° 046-93-EM de 1993, razón por la cual requerían de un PAMA que contemplase el proceso de adecuación de dichas operaciones a las exigencias del mencionado decreto supremo, de conformidad con la Disposición Transitoria Única del Decreto Supremo N° 046-93-EM:

Decreto Supremo N° 046-93-EM, Reglamento para la Protección Ambiental en las actividades de Hidrocarburos, publicado en el diario oficial *El Peruano* el 12 de noviembre de 1993.

TITULO XV

DISPOSICION TRANSITORIA

Las empresas que se encuentren operando antes de la aprobación del presente Reglamento, presentarán a la D.G.H. un informe sobre su Programa de Monitoreo correspondiente a los dos (2) primeros trimestres, a más tardar el 16 de junio de 1995. Dicho informe deberá incluir, principalmente, los datos obtenidos durante el citado período cuyo inicio se registra en octubre de 1994, mes siguiente al de publicación de los Protocolos de Monitoreo de Calidad de Agua y de Calidad de Aire y Emisiones para las actividades de hidrocarburos.

Hasta el 31 de julio de 1995, luego de un mes de cumplido el tercer trimestre, se presentará el informe correspondiente a este período. La fecha límite para la presentación del informe final será el 31 de octubre de 1995, el mismo que será materia de evaluación y suscripción por un auditor ambiental. Dicho informe final incluirá los resultados del Programa de Monitoreo realizado hasta el mes de setiembre de 1995, apropiado para cada actividad de hidrocarburos.

Luego de la Presentación del indicado informe, se dispondrá como fecha límite, el 15 de enero de 1996 para entregar el PAMA a la D.G.H., pudiendo ser presentado este, antes de la conclusión del programa de monitoreo que se indica en la presente disposición transitoria.

La D.G.H., con visto bueno de la D.G.A.A. emitirá Resolución en un plazo de sesenta (60) días calendario contados desde la fecha de presentación del PAMA; en caso contrario, este quedara aprobado tal como lo propuso el responsable incluyendo el cronograma de ejecución que no podrá ser mayor a siete (7) años.

De existir observaciones, estas deberán absolverse en un plazo de treinta (30) días calendario contados a partir de la notificación de Las observaciones bajo apercibimiento de sanción.

Presentado el informe de levantamiento de observaciones la D.G.H. dispondrá de un plazo de cuarenta y cinco (45) días, para aprobar, rechazar o aprobar con observaciones el PAMA.

En función de la magnitud de las acciones e inversiones propuestas, la D.G.H., con el visto bueno de la D.G.A.A., podrá modificar el plazo de ejecución del PAMA, sin exceder por ningún motivo de siete (7) años.

El plazo máximo de siete (7) años a que se hace referencia en la presente, Disposición se contará a partir del 31 de mayo de 1995.

El PAMA incluirá el Plan de Manejo Ambiental (PMA) para cada año, los Programas de Monitoreo para el seguimiento y control de efluentes, el Cronograma de Inversiones totales anuales y el Plan de Abandono".

⁶ Folios 56 a 59. Cabe precisar que la referida comunicación fue realizada a través de la presentación del Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales – Formato N° 2, conforme al Reglamento del Reporte de Emergencias Ambientales de las actividades bajo el ámbito de competencia del OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 018-2013-OEFA/CD.

Asimismo, en atención a dicho reglamento, el 5 de febrero de 2016, Petroperú remitió al OEFA el Reporte Final de Emergencias Ambientales, el cual incluyó información más detallada sobre el evento ocurrido el 25 de enero de 2016 en el Tramo II del ONP. Folios 79 a 86.

petróleo crudo sobrevenido en la mencionada fecha en la progresiva km 440+781⁷ del Tramo II del ONP⁸, ubicado en el caserío Villa Hermosa, distrito de Imaza, provincia de Condorcanqui, departamento de Amazonas⁹ (en adelante, **Primer derrame de petróleo crudo**).

5. Como consecuencia de dicho acontecimiento, la Dirección de Supervisión (en adelante, **DS**) del OEFA realizó dos supervisiones especiales¹⁰ del 27 al 29 de enero y del 13 al 17 de febrero de 2016 (en adelante, **Supervisiones Especiales correspondientes al Primer derrame de petróleo crudo**) a fin de verificar el presunto incumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables a cargo del administrado.
6. Los resultados de las referidas supervisiones¹¹ fueron recogidos en las correspondientes Actas de Supervisión Directa, y evaluados por la DS en el Informe Preliminar de Supervisión Directa N° 575-2016-OEFA/DS-HID (en adelante, **Informe Preliminar de Supervisión-I**)¹², así como en el Informe de Supervisión Directa N° 633-2016-OEFA/DS-HID (en adelante, **Informe de Supervisión Directa-I**).

⁷ De acuerdo con lo detectado por la Dirección de Supervisión, el derrame de petróleo crudo en el Tramo II del ONP se produjo en la Progresiva Km 440+781 y no en la progresiva Km 440+785, tal como fuese informado por Petroperú a través del Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales.

⁸ Conforme a lo consignado por Petroperú en el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales, el derrame se habría iniciado a las 09:46 horas.

⁹ Cabe precisar que la comunicación de Petroperú al OEFA fue realizada en el marco del cumplimiento del Reglamento del Reporte de Emergencias Ambientales de las actividades bajo el ámbito de su competencia, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 018-2013-OEFA/CD (publicada en el diario oficial *El Peruano* el 24 de abril de 2013).

¹⁰ Específicamente en la Progresiva km 440+781.

¹¹ Al respecto, corresponde mencionar que los hallazgos detectados en dichas supervisiones fueron los siguientes:

- Supervisión del 27 al 29 de enero de 2016:
"Se verificó que el derrame de petróleo crudo se habría producido por efectos de corrosión externa en el ducto, toda vez que la tubería de 36" de diámetro, ubicado aproximadamente en el km 440+781 del ONP, presentaba una fisura de aproximadamente 10 cm de largo en posición horario entre las 10:00 y 11 hrs.
Como consecuencia del derrame se habría afectado:
 1. *Cuerpo de agua:*
 - ❖ *La Quebrada Inayo, en una longitud aproximada de 3.5 km (lineales). Así como, las orillas de la referida quebrada en los 3.5 kilómetros.*
 2. *Suelo:*
 - ❖ *Cultivos tales como cacao y plátano, colindantes al punto donde se produjo el derrame de petróleo crudo.*
 - ❖ *Suelo (superficial) en un área de aproximadamente 50 x 50 m², a los alrededores del punto donde se produjo el derrame del petróleo crudo".*
- Supervisión del 13 al 17 de febrero de 2016:
"Durante la supervisión especial al derrame ocurrido en el km 440+781, se verificó que Petroperú no habría realizado un adecuado control luego de ocurrido el derrame toda vez que este fue controlado después de tres días de ocurrido (sic) la emergencia."

¹² El Informe Preliminar de Supervisión-I tiene como objetivo verificar los hechos informados por Petroperú a través del Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales así como evaluar las causas que originaron el derrame de petróleo crudo, el grado de afectación ocasionado al ambiente, y las acciones adoptadas por Petroperú ante su ocurrencia.

7. Posteriormente, con fecha 4 de febrero de 2016, Petroperú comunicó al OEFA¹³ la ocurrencia de un segundo derrame de petróleo crudo suscitado el 3 de febrero de 2016 en el Ramal Norte del ONP, ubicado aproximadamente a 13 kilómetros del cruce con el río Mayuriaga en el distrito de Morona, provincia de Datem del Marañón, departamento de Loreto (en adelante, **Segundo derrame de petróleo crudo**).
8. En razón a ello, los días 6 al 11 y 14 al 18 de febrero de 2016, la Autoridad Supervisora efectuó dos visitas de supervisión especial en el Ramal Norte del ONP¹⁴ (en lo sucesivo, **Supervisiones Especiales correspondientes al Segundo derrame de petróleo crudo**). Como resultado de dichas diligencias, la mencionada dirección detectó diversos hallazgos de presuntas infracciones administrativas¹⁵, conforme se desprende de las actas de supervisión correspondientes, las cuales fueron evaluadas por la DS en el Informe Preliminar

¹³ A través del Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales - Formato N° 2 del Reglamento del Reporte de Emergencias Ambientales de las actividades bajo el ámbito de competencia del OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 018-2013-OEFA/CD.

Asimismo, en atención a dicho reglamento, el 15 de febrero de 2016, Petroperú remitió al OEFA el Reporte Final de Emergencias Ambientales, el cual incluyó información más detallada sobre dicho evento. Folios 69 a 78.

¹⁴ Específicamente a la Estación N° 5.

¹⁵ Al respecto, debe señalarse que los hallazgos detectados en dichas supervisiones, conforme al Informe de Supervisión fueron los siguientes:

- Supervisión del 6 al 11 de febrero de 2016:

Se verificó que el derrame de petróleo crudo, ocurrido el 3 de febrero del 2016, se produjo por una apertura de 56 cm de longitud por 1.0 cm de ancho aproximadamente en posición 12 horas, en la tubería de 16" de diámetro en el km 206+031 del Ramal Norte del ONP; la falla en la tubería (apertura de 56 cm de longitud por 1.0 cm de ancho) se habría producido por efectos de corrosión externa. El derrame de crudo fue controlado mediante la instalación de una grapa, cinco (5) días después de ocurrida la emergencia ambiental, es decir el día 08.02.2016.

Como consecuencia del derrame se habría afectado:

1. Cuerpo de agua:

- ❖ *Un canal de escorrentía que pasa por el punto de derrame hasta el punto de confluencia con la Quebrada Cashacaño (punto por determinar).*
- ❖ *Ambos márgenes de la Quebrada Cashacaño, desde el punto de confluencia con el canal de escorrentía hasta la desembocadura al río Morona.*
- ❖ *Río Morona, donde se pudo apreciar presencia de hidrocarburos (procedente de la Quebrada Cashacaño) en ambos márgenes del referido río, formando pequeñas discontinuas y grumos dispersos sobre la superficie de las aguas. Esta situación se pudo observar desde aproximadamente la altura del caserío "El Milagro" hasta la Quebrada Cashacaño. (42 km aguas adentro en el río Morona, antes de llegar a la desembocadura al río Marañón).*

2. Suelo:

- ❖ *Áreas aledañas al punto del derrame 400 m² aproximadamente.*
- ❖ *Otros por determinar.*

3. Flora y fauna

4. Salud y/o vida de las personas:

- ❖ *Se identificó a habitantes de los poblados Mayuriaga, Puerto Alegría y Puerto América principalmente que presentan diferentes sintomatologías como: Nauseas, dolor de cabeza, ronchas en la espalda y pecho, malestar general, entre otras.*

- Supervisión del 14 al 18 de febrero de 2016:

Durante la supervisión especial al derrame ocurrido en el Km 206+031, se verificó que este fue controlado después de cinco (05) días de ocurrido la emergencia, lo cual, demostraría que Petroperú no habría tomado las medidas inmediatas a fin de controlar y minimizar los impactos negativos de acuerdo a su Plan de Contingencia."

de Supervisión Directa N° 571-2016-OEFA/DS-HID (en adelante, **Informe Preliminar de Supervisión-II**), así como en el Informe de Supervisión Directa N° 632-2016-OEFA/DS-HID (en adelante, **Informe de Supervisión-II**).

9. De igual manera, mediante Resolución Directoral N° 255-2016-OEFA/DFSAI del 25 de febrero de 2016, la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA (en adelante, **DFSAI**) ordenó a Petroperú, como medida cautelar, la ejecución inmediata de las acciones de limpieza y rehabilitación ambiental en las zonas afectadas por los derrames de petróleo crudo acaecidos el 25 de enero de 2016 y el 3 de febrero de 2016 en el Tramo II y en el Ramal Norte del ONP, respectivamente.
10. Por otro lado, en atención a los hallazgos detectados en las supervisiones especiales, la DS elaboró los Informes Técnicos Acusatorios N° 190¹⁶ y 191¹⁷-2016-OEFA/DS (en adelante, **Informes Técnicos Acusatorios**), ambos del 2 de marzo de 2016, mediante los cuales advirtió la comisión de presuntas infracciones administrativas por parte de Petroperú.
11. Sobre la base de los mencionados informes, mediante Resolución Subdirectoral N° 196-2016-OEFA/DFSAI/SDI del 4 de marzo del 2016¹⁸, la Subdirección de Instrucción e Investigación (en adelante, **SDI**) de la DFSAI del OEFA inició un procedimiento administrativo sancionador contra Petroperú.
12. El 7 y 11 de marzo de 2016¹⁹, el Instituto de Defensa Legal del Ambiente y Desarrollo Sostenible Perú – IDLADS PERÚ (en adelante, **IDLADS**) solicitó ante la DFSAI se le incorpore al presente procedimiento administrativo sancionador, en calidad de tercero con interés legítimo; siendo que, en atención a dicha solicitud, la SDI emitió la Resolución Subdirectoral N° 327-2016-OEFA/DFSAI/SDI²⁰ del 8 de abril de 2016 donde resolvió incorporar al presente procedimiento al IDLADS. Incorporación que, por otro lado, fue confirmada por la Sala Especializada en Energía del Tribunal de Fiscalización Ambiental (en adelante, **TFA**) mediante Resolución N° 048-2016-OEFA/TFA-SEE del 8 de julio de 2016²¹.
13. De igual forma, el 29 de abril²² y 30 de mayo de 2016²³, el Instituto de Defensa Legal (en adelante, **IDL**) solicitó ante la DFSAI su intervención como tercero con legítimo interés en el procedimiento tramitado bajo el presente expediente; en tal sentido, la Autoridad Instructora resolvió incorporar al presente procedimiento

¹⁶ Folios 130 al 147.

¹⁷ Folios 148 al 165.

¹⁸ Folios 166 al 204. Debe mencionarse que la referida Resolución Subdirectoral fue notificada al administrado el 8 de marzo de 2016 (folio 218).

¹⁹ Folios 205 al 217 y del 238 a 246.

²⁰ Folios 1141 al 1145. Debe mencionarse que la referida Resolución Subdirectoral fue notificada a Petroperú el 14 de abril de 2016 (folios 1234 y 1238).

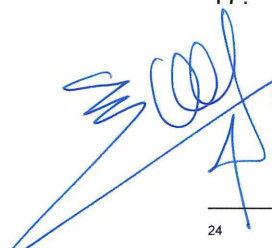
²¹ Folios 2744 al 2762. Debe mencionarse que el referido acto fue notificado a Petroperú y al IDLADS el 14 de julio de 2016 (folio 2790 y 2791).

²² Folios 1973 al 1979.

²³ Folios 2738 al 2743.

materia de análisis, al IDL en calidad de tercero. Cabe señalar que la incorporación del IDL fue confirmada por la Sala Especializada en Minería y Energía del TFA mediante la Resolución N° 018-2017-OEFA/TFA-SME del 27 de enero de 2017²⁴.

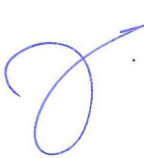
14. Asimismo, mediante Resolución Subdirectoral N° 1413-2016-OEFA/DFSAI/SDI del 8 de setiembre de 2016²⁵, la SDI declaró confidencial la información referida a: i) los temas de salud, que permitan identificar a las personas y, ii) a las partes integrantes correspondientes a una investigación penal que formen parte del presente procedimiento administrativo sancionador.
15. El 23 de agosto de 2017, el Gobierno Territorial Autónomo de la Nación Wampis (en adelante, **GT Wampis**), solicitó a la DFSAI su intervención en calidad de tercero con legítimo interés²⁶. En virtud de dicha solicitud, la SDI emitió la Resolución Subdirectoral N° 1841-2017-OEFA/DFSAI/SDI del 10 de noviembre de 2017²⁷, mediante la cual resolvió incorporar al presente procedimiento administrativo sancionador al GT Wampis en calidad de tercero con interés legítimo; siendo que dicha incorporación fue confirmada por la Sala Especializada en Minería, Energía, Pesquería e Industria Manufacturera del TFA mediante la Resolución N° 085-2017-OEFA/TFA-SMEPIM del 18 de diciembre de 2017²⁸.
16. El 21 de noviembre de 2017²⁹, la autoridad instructora emitió el Informe Final de Instrucción N° 1206-2017-OEFA/DFSAI/SDI (en adelante, **Informe Final de Instrucción**), tras la evaluación de los descargos presentados por el administrado contra la Resolución Subdirectoral N° 196-2016-OEFA/DFSAI/SDI³⁰
17. Posteriormente, luego de la evaluación de los descargos³¹, la DFSAI emitió la Resolución Directoral N° 1712-2017-OEFA/DFSAI del 22 de diciembre de



²⁴ Folios 3068 a 3081. Cabe indicar que dicho acto fue debidamente notificado a Petroperú, al IDLADS y al IDL el 1 de febrero de 2017 (folio 3082, 3083 y 3084).

²⁵ Folios 2921 a 2927. Cabe indicar que dicho acto fue debidamente notificado a Petroperú, al IDLADS y al IDL el 19 de setiembre de 2016 (folio 2928, 2931 y 2933).


²⁶ Mediante escrito con Registro N° 62949 del 23 de agosto de 2017 (folios 3491 a 3495). Asimismo, mediante escrito con Registro N° 64513 del 31 de agosto de 2017 (folio 3497) se corrigió la dirección señalada en el escrito precedente.



²⁷ Folios 3499 al 3501. Cabe indicar que dicho acto fue debidamente notificado a Petroperú, al IDLADS y al IDL el 10 de noviembre de 2017 (folio 3502 a 3505 y 3617).

²⁸ Folios 4053 a 4068. Cabe indicar que dicho acto fue debidamente notificado al administrado el 7 de marzo de 2017.

²⁹ Folios 3506 a 3615. Cabe agregar que, dicho informe fue debidamente notificado a Petroperú, al IDLADS y al IDL mediante Carta N° 1077-2017-OEFA/DFSAI el 22 de noviembre de 2017 (folios 3618 a 3621).



³⁰ Presentado mediante escrito con Registro N° 27236 el 7 de abril de 2016 (folios 802 a 1127). Asimismo, mediante escrito con Registro N° 58971 del 4 de agosto de 2017 (folios 3187 a 3486), el administrado presentó argumentos complementarios.



³¹ Presentado mediante escrito con Registro N° 90200 el 15 de diciembre de 2017 (folios 3651 a 4028).

2017³², a través de la cual declaró la existencia de responsabilidad administrativa de Petroperú³³, de acuerdo al siguiente detalle:

Cuadro N° 1: Detalle de las conductas infractoras

N°	Conductas Infractoras	Norma sustantiva	Norma tipificadora	Eventual sanción
1	Petroperú incumplió el compromiso establecido en el PAMA. En tanto que no realizó las acciones de mantenimiento en el	Artículo 5° y 8° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 039-2014-EM ³⁴ (en	Numerales 2.4 y 2.5 del Cuadro de la Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los instrumentos de gestión ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobada	6 105, 06 UIT

³² Folios 4472 a 4570. Cabe agregar que, dicho acto fue debidamente notificado a Petroperú el 22 de diciembre de 2017 (folio 4571), así como a IDL, GT WAMPIS y IDLADS el (4572 a 4574).

Cabe señalar que mediante Resolución Directoral N° 0019-2018-OEFA/DFAI del 15 de enero de 2018 (folio 4814), la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos (en adelante, DFI) entre otros, rectificó y enmendó de oficio la Resolución Directoral N° 1712-2017-OEFA/DFSAI, en tanto a partir de la página 11 de la misma se altera el orden correlativo de los párrafos, siendo que su rectificación consiste en la corrección del referido orden correlativo. Cabe agregar que, dicho acto fue debidamente notificado a Petroperú el 15 de enero de 2018 (folio 4870), así como a IDL, GT WAMPIS y IDLADS el 16 de enero de 2018 (4915 a 4917).

³³ Cabe señalar que la declaración de la responsabilidad administrativa de Petroperú, se realizó en virtud de lo dispuesto en el literal a) del artículo 19° de la Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país, y la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD que aprueba las normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el artículo 19° de la Ley N° 30230.

Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país, publicada en el diario oficial El Peruano el 12 de julio de 2014.

Artículo 19°.- Privilegio de la prevención y corrección de las conductas infractoras

En el marco de un enfoque preventivo de la política ambiental, establécese un plazo de tres (3) años contados a partir de la vigencia de la presente Ley, durante el cual el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA privilegiará las acciones orientadas a la prevención y corrección de la conducta infractora en materia ambiental.

Durante dicho período, el OEFA tramitará procedimientos sancionadores excepcionales. Si la autoridad administrativa declara la existencia de infracción, ordenará la realización de medidas correctivas destinadas a revertir la conducta infractora y suspenderá el procedimiento sancionador excepcional. Verificado el cumplimiento de la medida correctiva ordenada, el procedimiento sancionador excepcional concluirá. De lo contrario, el referido procedimiento se reanudará, quedando habilitado el OEFA a imponer la sanción respectiva.

Mientras dure el período de tres (3) años, las sanciones a imponerse por las infracciones no podrán ser superiores al 50% de la multa que correspondería aplicar, de acuerdo a la metodología de determinación de sanciones, considerando los atenuantes y/o agravantes correspondientes. Lo dispuesto en el presente párrafo no será de aplicación a los siguientes casos:

- a) Infracciones muy graves, que generen un daño real y muy grave a la vida y la salud de las personas. Dicha afectación deberá ser objetiva, individualizada y debidamente acreditada.
- b) Actividades que se realicen sin contar con el instrumento de gestión ambiental o la autorización de inicio de operaciones correspondientes, o en zonas prohibidas.
- c) Reincidencia, entendiéndose por tal la comisión de la misma infracción dentro de un período de seis (6) meses desde que quedó firme la resolución que sancionó la primera infracción.

Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD, que aprueba las normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, publicada en el diario oficial El Peruano el 24 de julio de 2014.

Artículo 2°.- Procedimientos sancionadores en trámite

Tratándose de los procedimientos sancionadores en trámite en primera instancia administrativa, corresponde aplicar lo siguiente:

- 2.1 Si se verifica la existencia de infracción administrativa en los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del tercer párrafo del Artículo 19 de la Ley N° 30230, se impondrá la multa que corresponda, sin reducción del 50% (cincuenta por ciento) a que se refiere la primera oración del tercer párrafo de dicho artículo, y sin perjuicio de que se ordenen las medidas correctivas a que hubiere lugar.

³⁴ Decreto Supremo N° 039-2014-EM, que aprueba el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, publicado en el diario oficial El Peruano el 12 de noviembre de 2014.

Artículo 5.- Obligatoriedad de la Certificación Ambiental

Toda persona natural o jurídica, de derecho público o privado, nacional o extranjera, que pretenda desarrollar

N°	Conductas Infractoras	Norma sustantiva	Norma tipificadora	Eventual sanción
	kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna y la vida o salud humana.	adelante, RPAAH) en concordancia con el artículo 29° del Reglamento de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, aprobado por el Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM ³⁵ (en	mediante Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD ³⁷ .	

un proyecto relacionado con las Actividades de Hidrocarburos, deberá gestionar una Certificación Ambiental ante la Autoridad Ambiental Competente que corresponda a la Actividad a desarrollar, de acuerdo a sus competencias.

Para efectos de lo señalado en el párrafo anterior, como resultado del proceso de evaluación de impacto ambiental, la Autoridad Ambiental Competente aprobará o desaprobará el Estudio Ambiental sometido a su consideración, entendiéndose cuando la Resolución emitida sea aprobatoria, que ésta constituye la Certificación Ambiental.

La inadmisibilidad, improcedencia, desaprobación o cualquier otra causa que implique la no obtención o la pérdida de la Certificación Ambiental, implica la imposibilidad legal de iniciar obras, ejecutar y continuar con el desarrollo del proyecto de inversión. El incumplimiento de esta obligación está sujeto a las sanciones de Ley. Cuando por razones de emergencia ambiental sea necesario ejecutar actividades no previstas en los Planes de Contingencia aprobados, éstas no requerirán cumplir con el trámite de la evaluación ambiental. Lo antes señalado deberá ser comunicado a la Autoridad Ambiental Competente, al OSINERGMIN y a la Autoridad Competente en Materia de Fiscalización Ambiental, quien realizará la supervisión correspondiente de acuerdo a sus competencias.

La Autoridad Ambiental Competente no evaluará los Estudios Ambientales presentados con posterioridad al inicio, ampliación o modificación de una Actividad de Hidrocarburos. De presentarse estos casos, se pondrá en conocimiento a la Autoridad Competente en materia de Fiscalización Ambiental.

Artículo 8.- Requerimiento de Estudio Ambiental

Previo al inicio de Actividades de Hidrocarburos, Ampliación de Actividades o Modificación, culminación de actividades o cualquier desarrollo de la actividad, el Titular está obligado a presentar ante la Autoridad Ambiental Competente, según sea el caso, el Estudio Ambiental o el Instrumento de Gestión Ambiental Complementario o el Informe Técnico Sustentatorio (ITS) correspondiente, el que deberá ser ejecutado luego de su aprobación, y será de obligatorio cumplimiento. El costo de los estudios antes señalados y su difusión será asumido por el proponente.

El Estudio Ambiental deberá ser elaborado sobre la base del proyecto de inversión diseñado a nivel de factibilidad, entendida ésta a nivel de ingeniería básica. La Autoridad Ambiental Competente declarará inadmisibles un Estudio Ambiental si no cumple con dicha condición.

Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, que aprueba el Reglamento de la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, publicado en el diario oficial El Peruano el 25 de setiembre de 2009.

Artículo 29°.- Medidas, compromisos y obligaciones del titular del proyecto

Todas las medidas, compromisos y obligaciones exigibles al titular deben ser incluidos en el plan correspondiente del estudio ambiental sujeto a la Certificación Ambiental. Sin perjuicio de ello, son exigibles durante la fiscalización todas las demás obligaciones que se pudiesen derivar de otras partes de dicho estudio, las cuales deberán ser incorporadas en los planes indicados en la siguiente actualización del estudio ambiental.

Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD.

CUADRO DE TIPIFICACIÓN DE INFRACCIONES Y ESCALA DE SANCIONES VINCULADAS CON LOS INSTRUMENTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL Y EL DESARROLLO DE ACTIVIDADES EN ZONAS PROHIBIDAS				
INFRACCIÓN (SUPUESTO DE HECHO DEL TIPO INFRACTOR)	BASE LEGAL REFERENCIAL	CALIFICACIÓN DE LA GRAVEDAD DE LA INFRACCIÓN	SANCIÓN NO MONETARIA	SANCIÓN MONETARIA
2 DESARROLLAR ACTIVIDADES INCUMPLIENDO LO ESTABLECIDO EN EL INSTRUMENTO DE GESTIÓN AMBIENTAL				
2.4	Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño real a la flora o fauna.	Artículo 24° de la Ley General del Ambiente, Artículo 15° de la Ley del SEIA, Artículo 29° del Reglamento de la Ley del SEIA.	MUY GRAVE	De 100 a 10 000 UIT
2.5	Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando	Artículo 24° de la Ley General del Ambiente, Artículo 15° de la Ley del SEIA, Artículo 29° del	MUY GRAVE	De 150 a 15 000 UIT

35

37

N°	Conductas Infractoras	Norma sustantiva	Norma tipificadora	Eventual sanción
		adelante, RLSNEIA), y los literales d) y e) del numeral 4.1 del artículo 4° de la Tipificación de infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los instrumentos de gestión ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobada mediante Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD ³⁶ .		
2	Petroperú ocasionó impactos negativos generando daño a la flora, fauna y a la vida o salud	Artículo 3° del RPAAH ³⁸ , en concordancia con el artículo 74° de la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente ³⁹ (en adelante,	Numeral 2.3 de la Tipificación de Infracciones administrativas y Escala de sanciones aplicable a las actividades desarrolladas por empresas del subsector	6 078.84 UIT

	daño real a la vida o salud humana.	Reglamento de la Ley del SEIA			
--	-------------------------------------	-------------------------------	--	--	--

³⁶ **Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD, que aprueba la Tipificación de infracciones administrativas y escala de sanciones relacionadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas,** publicada en el diario oficial El Peruano el 18 de diciembre de 2013.

Artículo 4.- Infracciones administrativas relacionadas al incumplimiento de lo establecido en el Instrumento de Gestión Ambiental

4.1 Constituyen infracciones administrativas relacionadas al incumplimiento de lo establecido en un Instrumento de Gestión Ambiental:

- a) Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, sin generar daño potencial o real a la flora, la fauna, la vida o salud humana. Esta infracción se refiere al incumplimiento de compromisos contemplados en los Instrumentos de Gestión Ambiental que tienen un carácter social, formal u otros que por su naturaleza no implican la generación de un daño potencial o real. La referida infracción es grave y será sancionada con una multa de cinco (5) hasta quinientas (500) Unidades Impositivas Tributarias.
- b) Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño potencial a la flora o fauna. La referida infracción es grave y será sancionada con una multa de diez (10) hasta mil (1 000) Unidades Impositivas Tributarias.
- c) Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño potencial a la vida o salud humana. La referida infracción es grave y será sancionada con una multa de cincuenta (50) hasta cinco mil (5 000) Unidades Impositivas Tributarias.
- d) Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño real a la flora o fauna. La referida infracción es muy grave y será sancionada con una multa de cien (100) hasta diez mil (10 000) Unidades Impositivas Tributarias.
- e) Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño real a la vida o salud humana. La referida infracción es muy grave y será sancionada con una multa de ciento cincuenta (150) hasta quince mil (15 000) Unidades Impositivas Tributarias. (...)

³⁸ **Decreto Supremo N° 039-2014-EM.**

Artículo 3.- Responsabilidad Ambiental de los Titulares

Los Titulares de las Actividades de Hidrocarburos son responsables del cumplimiento de lo dispuesto en el marco legal ambiental vigente, en los Estudios Ambientales y/o Instrumentos de Gestión Ambiental Complementarios aprobados y cualquier otra regulación adicional dispuesta por la Autoridad Ambiental Competente.

Asimismo, son responsables por las emisiones atmosféricas, las descargas de efluentes líquidos, la disposición de residuos sólidos y las emisiones de ruido, desde las instalaciones que construyan u operen directamente o a través de terceros, en particular de aquellas que excedan los Límites Máximos Permisibles (LMP) y los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) vigentes, siempre y cuando se demuestre en este último caso, que existe una relación de causalidad entre la actuación del Titular de las Actividades de Hidrocarburos y la transgresión de dichos estándares.

Los Titulares de las Actividades de Hidrocarburos son también responsables de prevenir, minimizar, rehabilitar, remediar y compensar los impactos ambientales negativos generados por la ejecución de sus Actividades de Hidrocarburos, y por aquellos daños que pudieran presentarse por la deficiente aplicación de las medidas aprobadas en el Estudio Ambiental y/o Instrumento de Gestión Ambiental Complementario correspondiente, así como por el costo que implique su implementación

³⁹ **Ley N° 28611, Ley General del Ambiente,** publicada en el diario oficial El Peruano el 15 de octubre de 2005.

Artículo 74.- De la responsabilidad general

Todo titular de operaciones es responsable por las emisiones, efluentes, descargas y demás impactos

N°	Conductas Infractoras	Norma sustantiva	Norma tipificadora	Eventual sanción
	humana, producto de la posible extensión de los derrames de petróleo crudo ocurridos el 25 de enero de 2016 en el kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano y el 2 de febrero de 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano.	LGA), y los Numerales (i) y (ii) del Literal c) del Artículo 4° de la Tipificación de Infracciones administrativas y Escala de sanciones aplicable a las actividades desarrolladas por empresas del subsector hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobada por Resolución de consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD ⁴⁰ .	hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobada por Resolución de consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD ⁴¹	
3	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para	Artículo 66° del RPAAH ⁴² , en concordancia con el artículo 29° del RLSNEIA,	Numeral 2.4 de la Tipificación de Infracciones administrativas y Escala de sanciones aplicable a	100

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.

40

Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD, que aprueba la Tipificación de las infracciones administrativas y la escala de sanciones aplicable a las actividades desarrolladas por las empresas del subsector hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del OEFA, publicada en el diario oficial El Peruano el 18 de agosto de 2015.

Artículo 4°.- Infracciones administrativas referidas a incidentes y emergencias ambientales

Constituyen infracciones administrativas referidas a incidentes y emergencias ambientales: (...)

c) No adoptar medidas de prevención para evitar la ocurrencia de un incidente o emergencia ambiental que genere un impacto ambiental negativo. Esta conducta se puede configurar mediante los siguientes subtipos infractores:

- (i) Si la conducta genera daño potencial a la flora o fauna, será calificada como grave y sancionada con una multa de veinte (20) hasta dos mil (2 000) Unidades Impositivas Tributarias.
- (ii) Si la conducta genera daño potencial a la salud o vida humana, será calificada como grave y sancionada con una multa de treinta (30) hasta tres mil (3 000) Unidades Impositivas Tributarias.

41

Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD

CUADRO DE TIPIFICACIÓN DE INFRACCIONES Y ESCALA DE SANCIONES APLICABLE A LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS					
SUPUESTO DE HECHO DEL TIPO INFRACTOR		BASE LEGAL REFERENCIAL	CALIFICACIÓN DE LA GRAVEDAD DE LA INFRACCIÓN	SANCIÓN NO MONETARIA	SANCIÓN MONETARIA
INFRACCIÓN	SUBTIPO INFRACTOR				
2 OBLIGACIONES REFERIDAS A INCIDENTES Y EMERGENCIAS AMBIENTALES					
2.3	No adoptar medidas de prevención para evitar la ocurrencia de un incidente o emergencia ambiental que genere un impacto ambiental negativo.	Genera daño potencial a la flora o fauna	Artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos	GRAVE	De 20 a 2 000 UIT
		Genera daño potencial a la salud o vida humana			

42

Decreto Supremo N° 039-2014-EM

Artículo 66°.- Siniestros y emergencias

En el caso de siniestros o emergencias con consecuencias negativas al ambiente, ocasionadas por la realización de Actividades de Hidrocarburos, el Titular deberá tomar medidas inmediatas para controlar y minimizar sus impactos, de acuerdo a su Plan de Contingencia.

Las áreas que por cualquier motivo resulten contaminadas o afectadas por siniestros o emergencias en las Actividades de Hidrocarburos, deberán ser descontaminadas o de ser el caso rehabilitadas en el menor plazo posible, teniendo en cuenta la magnitud de la contaminación, el daño ambiental y el riesgo de mantener esa situación.

N°	Conductas Infractoras	Norma sustantiva	Norma tipificadora	Eventual sanción
	controlar y minimizar los impactos negativos por los derrames de petróleo crudo ocurridos por los derrames de petróleo el 25 de enero de 2016 en el	en concordancia con los numerales (iii) y (iv) del literal d) del artículo 4° de la Tipificación de Infracciones administrativas y Escala de sanciones aplicable a las actividades desarrolladas por	las actividades desarrolladas por empresas del subsector hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobada por Resolución de consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD ⁴⁵	UIT ⁴⁶

Superada la contingencia, en caso se requiera una rehabilitación complementaria, a consideración de la Autoridad Competente en Materia de Fiscalización Ambiental, el Titular deberá presentar un Plan de Rehabilitación a la Autoridad Ambiental Competente para su evaluación. La ejecución de la rehabilitación será supervisada y fiscalizada por la Autoridad Competente en Materia de Fiscalización Ambiental. La rehabilitación no exime el pago de las multas y de la indemnización de la afectación a terceros.

Presentada la solicitud del Plan de Rehabilitación, la Autoridad Competente respectiva, procederá a su revisión, la misma que deberá efectuarse en un plazo máximo de veinte (20) días hábiles. En caso de existir observaciones, se notificará al Titular, por única vez, para que en un plazo máximo de diez (10) días hábiles las subsane, bajo apercibimiento de declarar el abandono del procedimiento.

Los Planes de Rehabilitación deberán ser suscritos por el Titular y al menos dos (02) profesionales habilitados por el Colegio Profesional correspondiente, los cuales deberán contar con capacitación y experiencia en aspectos ambientales.

45

Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD

CUADRO DE TIPIFICACIÓN DE INFRACCIONES Y ESCALA DE SANCIONES APLICABLE A LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS					
SUPUESTO DE HECHO DEL TIPO INFRACTOR		BASE LEGAL REFERENCIAL	CALIFICACIÓN DE LA GRAVEDAD DE LA INFRACCIÓN	SANCIÓN NO MONETARIA	SANCIÓN MONETARIA
INFRACCIÓN	SUBTIPO INFRACTOR				
2 OBLIGACIONES REFERIDAS A INCIDENTES Y EMERGENCIAS AMBIENTALES					
2.4	No adoptar en caso de siniestros o emergencias (como derrames), medidas relacionadas con el control y minimización de sus impactos, de acuerdo al Plan de Contingencias ; o no efectuar la descontaminación y rehabilitación de las áreas afectadas como consecuencia de las áreas afectadas como consecuencia del siniestro o emergencia.	Genera daño potencial a la flora o fauna	Artículo 66° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos	GRAVE	De 20 a 2 000 UIT
		Genera daño potencial a la salud o vida humana		GRAVE	De 30 a 3000 UIT
		Genera daño real a la flora o fauna		MUY GRAVE	De 40 a 4000 UIT
		Genera daño real a la salud o vida humana		MUY GRAVE	De 50 a 5000 UIT

46

Cabe señalar que mediante Resolución Directoral N° 0019-2018-OEFA/DFAI del 15 de enero de 2018, la DFAI señaló que:

Considerando que, por un error involuntario, se consignó en el acápite del cálculo de la multa, que la tercer conducta infractora debe sancionarse con una multa de 100 UIT, debiendo corresponder una multa ser (sic) de 84.32 UIT –conforme se indica de modo expreso en el contenido de la Resolución Directoral- en atención a lo establecido en el Numeral 2.4 de la Tipificación y Escala de sanciones contenida en la Resolución de

N°	Conductas Infractoras	Norma sustantiva	Norma tipificadora	Eventual sanción
	Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano y el 2 de febrero de 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la flora, fauna y la vida o salud humana.	empresas del subsector hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobada por Resolución de consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD ⁴³ , y los literales d) y e) del Numeral 4.1 del artículo 4° de la Tipificación de infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los instrumentos de gestión ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobada mediante Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD ⁴⁴ .	Numerales 2.4 del Cuadro de la Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los instrumentos de gestión ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobada mediante Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD ⁴⁷ .	

Fuente: Resolución Directoral N° 1712-2017-OEFA/DFSAI.
Elaboración: TFA

Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD que considera para la infracción imputada un rango de 50 hasta 5 000 UIT; corresponde proceder a su enmienda.

Precisese que la enmienda se efectúa sin que medie pedido de parte y se realiza antes de su ejecución, no alterándose el análisis de responsabilidad realizado por esta instancia administrativa, constando de manera expresa en la Resolución Directoral que ello se efectuó en función del Artículo 66° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto supremo N° 039-2014-EM, cuyo incumplimiento se encuentra tipificado como infracción administrativa en el Numeral 2.4 de la Tipificación y Escala de sanciones contenida en la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD.

43

Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD

Artículo 4°.- Infracciones administrativas referidas a incidentes y emergencias ambientales

Constituyen infracciones administrativas referidas a incidentes y emergencias ambientales: (...)

- d) No adoptar, en caso de siniestros o emergencias (como derrames), medidas relacionadas con el control y minimización de sus impactos, de acuerdo al Plan de Contingencia; o no efectuar la descontaminación y rehabilitación de las áreas afectadas como consecuencia del siniestro o emergencia. Esta conducta se puede configurar mediante los siguientes subtipos infractores: (...)
- (iii) Si la conducta genera daño real a la flora o fauna, será calificada como muy grave y sancionada con una multa de cuarenta (40) hasta cuatro mil (4 000) Unidades Impositivas Tributarias.
- (iv) Si la conducta genera daño real a la salud o vida humana, será calificada como muy grave y sancionada con una multa de cincuenta (50) hasta cinco mil (5 000) Unidades Impositivas Tributarias. (...)

44

Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD

Artículo 4.- Infracciones administrativas relacionadas al incumplimiento de lo establecido en el Instrumento de Gestión Ambiental

4.1 Constituyen infracciones administrativas relacionadas al incumplimiento de lo establecido en un Instrumento de Gestión Ambiental:

- a) Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, sin generar daño potencial o real a la flora, la fauna, la vida o salud humana. Esta infracción se refiere al incumplimiento de compromisos contemplados en los Instrumentos de Gestión Ambiental que tienen un carácter social, formal u otros que por su naturaleza no implican la generación de un daño potencial o real. La referida infracción es grave y será sancionada con una multa de cinco (5) hasta quinientas (500) Unidades Impositivas Tributarias.
- b) Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño potencial a la flora o fauna. La referida infracción es grave y será sancionada con una multa de diez (10) hasta mil (1 000) Unidades Impositivas Tributarias.
- c) Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño potencial a la vida o salud humana. La referida infracción es grave y será sancionada con una multa de cincuenta (50) hasta cinco mil (5 000) Unidades Impositivas Tributarias.
- d) Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño real a la flora o fauna. La referida infracción es muy grave y será sancionada con una multa de cien (100) hasta diez mil (10 000) Unidades Impositivas Tributarias.
- e) Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño real a la vida o salud humana. La referida infracción es muy grave y será sancionada con una multa de ciento cincuenta (150) hasta quince mil (15 000) Unidades Impositivas Tributarias. (...)

18. La Resolución Directoral N° 1712-2017-OEFA/DFSAI se sustentó en los siguientes fundamentos:

Primera cuestión procesal: vía procedimental

- (i) De acuerdo con la DFSAI, la vía procedimental aplicable al presente caso es la ordinaria, en la medida que los hechos materia de análisis se ubican en el supuesto previsto en el literal a) del artículo 19° de la Ley N° 30230, pues tienen sustento en la generación de un daño real y muy grave a la vida o a la salud de las personas.

Segunda cuestión procesal: Solicitud de Petroperú para que no se resuelva el procedimiento hasta que remita el informe de Consorcio SNC Lavalin sobre la causa de las fallas de los ductos

- (ii) La primera instancia indicó que, según Petroperú, los informes finales de la consultoría SNC Lavalin⁴⁸ iban a ser presentados en la segunda semana del mes de noviembre de 2017; no obstante, a la fecha de emisión de la resolución apelada, no se presentaron los medios probatorios indicados.

Tercera cuestión procesal: Solicitud de Petroperú de audiencia de informe oral

- (iii) Con relación a la solicitud de uso de la palabra de Petroperú, la DFSAI indicó que el mismo fue presentado, estando a portas del cumplimiento del plazo de caducidad del presente procedimiento administrativo sancionador (en adelante, **PAS**), por lo que concederlo vulneraría los principios de legalidad, celeridad y buena fe procedimental, sobre todo porque los plazos son obligatorios y se deben cumplir en el periodo previsto para ello, conforme con el numeral 1 del artículo 140° del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General (en adelante, **TUO de la LPAG**).
- (iv) Asimismo, la primera instancia indicó, respecto a la solicitud del administrado referida a que debía estar presente en la audiencia de informe oral otorgadas a los terceros incorporados al procedimiento, que en el TUO de la LPAG no se establece que todas las partes y terceros incorporados deben estar presentes en la misma audiencia.
- (v) Así también, agregó que en el artículo 9° del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD (en adelante, **TUO del RPAS**) no se dispone que todas las partes y terceros estén presentes en la audiencia de informe oral, con ello en cuenta la autoridad no se encontraba obligada a citar a Petroperú a la audiencia donde los terceros expusieron. Además, la autoridad decisora indicó que remitió a Petroperú copia de las grabaciones de las audiencias con los terceros, a efectos de que pueda tomar conocimiento y realizar sus alegaciones respectivas, de ser necesario.

⁴⁸

Empresa contratada por el administrado para que preste el servicio de consultoría y supervisión especializada para el aseguramiento de la calidad de mantenimiento del ONP.

- (vi) En tal sentido, la DFSAI concluyó que: (i) es deber de la autoridad resolver dentro del plazo de caducidad establecido por el TULO de la LPAG; (ii) el administrado siempre estuvo expedito de los medios pertinentes para hacer valer su derecho de defensa en torno a los informes orales realizados el 18 de diciembre de 2017 con los terceros intervinientes, así como la información presentada por los mismos a lo largo del procedimiento; y, (iii) no es necesario que Petroperú esté presente en las audiencias donde participen otros terceros, siempre y cuando pueda conocer cuáles fueron los argumentos planteados y pueda tener la oportunidad de refutar lo que considere pertinente.

Respecto a la conducta infractora N° 1

Con relación al derrame en el en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP

- (vii) La DFSAI indicó que Petroperú asumió, como compromiso ambiental en el PAMA del ONP, el mantenimiento integral de la tubería del Oleoducto Norperuano y del Oleoducto Ramal Norte, a fin de evitar que se generen impactos negativos al ambiente. No obstante, en la supervisión especial del 27 al 29 de enero 2016, la DFSAI indicó que la DS señaló que el derrame de petróleo se produjo como consecuencia de una falla en el ducto atribuible a la aceleración de un proceso corrosivo externo por falta de acciones de mantenimiento en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP.
- (viii) Con relación al argumento de Petroperú referido a que: (1) realizó el mantenimiento predictivo y preventivo del ONP incluyendo la zona donde se produjo el derrame, (2) que el mantenimiento de la línea ubicada entre la Estación 1 la Estación 5 del Tramo I del ONP durante abril y mayo de 2015, acreditaron en buen estado de dichos revestimientos; y, (3) la falla que ocasionó el derrame en el distrito de Imaza no guarda relación con una falta de mantenimiento del kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP; la primera instancia precisó que el mantenimiento referido en el numeral (2) antes señalado, no es materia de discusión en el presente procedimiento administrativo sancionador, en tanto que el hecho imputado versa sobre el compromiso del PAMA del ONP relacionado con las acciones de mantenimiento en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP. Sin perjuicio de ello, la DFSAI consideró que el Informe LIN SCAN correspondiente al tramo comprendido entre la Estación 5 a Estación 7 presentado en sus descargas, será materia de análisis en el presente caso.
- (ix) Asimismo, la primera instancia señaló que para determinar si el administrado realizó las inspecciones externas al Tramo II del ONP, se analizará las siguientes acciones de mantenimiento preventivo y predictivo (inspecciones externas) establecidas en el PAMA del ONP: a) inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electrónico, b) inspecciones geométricas, c) monitoreo periódico de protección catódica, d) monitoreo periódico de resistencia eléctrica del terreno y e) inspecciones visuales sobre el derecho de vía.

Sobre las inspecciones externas

- (x) Con relación a las inspecciones de pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos o inteligentes, la DFSAI, primero, analizó los Avances del Plan de Mantenimiento presentados al OSINERGMIN⁴⁹, de los cuales concluyó que Petroperú no presentó medio probatorio que haga referencia a la ejecución de inspecciones de pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos o inteligentes en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP para el año 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015.
- (xi) En segundo lugar, con relación al Informe de LIN SCAN correspondiente a la Estación 5 a Estación 7 del ONP, la DFSAI señaló que de la inspección de pérdida de espesor con raspatabos efectuada el 20 de mayo al 4 de agosto de 2015 se detectaron en los dos (2) puntos cercanos al punto del derrame (496+622 y 500+267) pérdidas de espesor en la pared de la tubería con una corrosión externa en valores que se encuentran entre 60% y 80%, así también el análisis de pérdida de espesor no refleja resultados en el que se haya podido verificar la condición del punto materia de análisis, al momento de la inspección, por lo que dicho medio probatorio no acredita la ejecución de inspecciones de pérdida de espesor. Asimismo, la primera instancia señaló que, teniendo en cuenta que la inspección tuvo como objetivo determinar puntos críticos por pérdidas de espesor, resultaba de vital importancia que el administrado realice el análisis de los datos registrados de todas las progresivas del Tramo II del ONP, incluyendo el punto materia de análisis, con lo cual se pudo haber advertido cualquier falta o anomalía, a efectos de tomar acciones preventivas.
- (xii) Por otro lado, de la revisión del "Registro y resultados de la inspección realizada en el Tramo II del Oleoducto Norperuano elaborado por la Compañía Rosen del 4 de diciembre del 2003", la DFSAI advirtió que, de la revisión de dicho informe, se verificó que Petroperú no evidenció los resultados de la inspección de medición de espesor con raspatabos inteligentes en el kilómetro 440+781 del Tramo II en dicho año.
- (xiii) Adicionalmente, de la revisión del informe de medición de espesores que comprende desde la progresiva km 440+748.20 hasta km 440+808.30 del Tramo II del ONP correspondiente a octubre de 2015, la DFSAI señaló que Petroperú consideró el tramo en análisis en la inspección de medición de espesores de octubre de 2015; no obstante, debido al resultado obtenido de 17% de pérdida de espesor, el cual se encontró por debajo del rango considerado como al límite de profundidad de pérdida de material (60% y 80%), no fue incluido el listado de peligro de defectos del Tramo II. Sobre ello, la DFSAI agregó que el administrado no presentó información adicional que le permita adoptar medidas de intervención considerando el proceso corrosivo (17%) al cual venía siendo sometido el ducto en el tramo en análisis ni tampoco se evidencian pruebas donde el administrado haya realizado labores de seguimiento al referido tramo afectado por la corrosión externa.

⁴⁹

A través de las cartas ADOL-USIPA-051-2011 del 28 de febrero de 2011, ADOL-USIPA-082-2012 del 14 de marzo de 2012, ADOL-USIPA-052-2013 del 5 de marzo de 2013, ADM4-SG-045-2014 del 20 de marzo de 2014, ADM4-SG-043-2015 del 18 de marzo de 2015 y ADM-164-2016 del 28 de marzo de 2016.

Respecto a las inspecciones geométricas

- (xiv) Con relación a las inspecciones geométricas, la DFSAI indicó que, de la revisión de los Planes de Mantenimiento presentados al Osinergmin, se verificó que durante los años 2010, 2011, 2013 y 2014, el administrado no programó acciones relacionadas a inspecciones geométricas con raspatabos.
- (xv) Asimismo, de la revisión del Reporte de Inspección Geométrica – Inercial – 36” GEOPIG Estación 5, Estación 7° del 31 de enero del 2013 preparado por la empresa Baker Hughes, la DFSAI indicó que la anomalía de mayor gravedad presentada en el Tramo II del ONP se encontraba a 114 kilómetros de distancia respecto al punto de falla donde se produjo el derrame de petróleo crudo (km 440+781). Asimismo, las arrugas internas y externas se ubicaron a una distancia de doce (12) y veintidós (22) kilómetros del punto de la falla, respectivamente, lo cual indica que el Tramo II del ONP presentaba anomalías en el año 2012.
- (xvi) La DFSAI agregó que, en los resultados de inspección geométrica, se hizo mención a un movimiento del oleoducto detectado a través de la inspección geométrica que se realizó en el año 1998 que afectaron más de una unión de la tubería; siendo ello así, se observó que Petroperú tenía información relacionada con riesgos de movimiento (desplazamiento de la tubería) que venía presentando el Tramo II del ONP, lo cual fue corroborado por la inspección geométrica ejecutada del 19 de noviembre al 13 de diciembre de 2012.
- (xvii) En esa línea, la DFSAI precisó que Petroperú no adjuntó el listado completo de las áreas con movimiento indicadas en el Reporte de Inspección Geométrica – Inercial – 36” GEOPIG Estación 5, Estación 7” del 31 de enero de 2013 preparado por Baker Hughes, lo cual hubiera permitido establecer el desplazamiento del ducto con respecto a su eje inicial conociendo la dirección y sentido, y a la vez, saber la frecuencia y magnitud de los movimientos. Tampoco se observan resultados de la inspección geométrica respecto de las anomalías detectadas en el kilómetro 440+781 que permitan demostrar el estado adecuado de la pared de la tubería en el ámbito del punto donde ocurrió el derrame.
- (xviii) En ese sentido, la DFSAI concluyó que Petroperú tuvo conocimiento que desde el año 1998 se presentaban condiciones de riesgo geológico existentes, lo cual podría traer deformaciones y fallas en el ONP, siendo que tales movimientos no tenían carácter imprevisible y, por ende, no constituyen un eximente de responsabilidad por caso fortuito.
- (xix) Por otro lado, con relación a los Avances del Plan de Mantenimiento presentados al OSINERGMIN a través de la carta ADM4-164-2016 del 28 de marzo de 2016, la primera instancia señaló que no resultaba pertinente la evaluación de las acciones efectuadas para el Tramo I y Ramal Norte del ONP, en tanto que la imputación versa sobre el mantenimiento del kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP.
- (xx) De la revisión del Informe de LIN SCAN, la DFSAI señaló que sólo presenta el listado de peligro de particularidades de los diez (10) puntos más críticos, cuya finalidad es detectar los tramos que requieren ser tratados con

prioridad, los cuales son considerados en el programa de mantenimiento preventivo. Con ello, agregó que de los programas de avance del Plan de Mantenimiento de los años 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015 se verifica que Petroperú no evidenció los resultados de la inspección de medición de espesor con raspatubos inteligentes en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, incumpliendo lo establecido en el PAMA del ONP, debido a que sólo presentó el listado de peligro de particularidades de los diez (10) puntos más críticos, los cuales no corresponden al kilómetro 440+781.

Con relación al Monitoreo periódico de la integridad externa del Oleoducto: Monitoreo de protección catódica

- (xxi) De la revisión de los Avances del Plan de Mantenimiento presentados al OSINERGMIN, la DFSAI señaló que, durante los años 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015, el administrado no acreditó haber realizado el monitoreo periódico de la integridad externa del ONP (protección catódica) en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP.

Sobre la resistencia eléctrica del terreno

- (xxii) Sobre el particular, la primera instancia indicó que el administrado no señaló argumento ni presentó medio probatorio alguno que haga referencia a la ejecución de dichas acciones, por lo que se concluye que no realizó este tipo de mantenimiento.

Respecto a las inspecciones visuales sobre el derecho de vía

- (xxiii) De la revisión de los Avances del Plan de Mantenimiento presentados al OSINERGMIN, la DFSAI señaló que, si bien durante los años 2010 y 2015, el administrado realizó inspecciones visuales sobre el derecho de vía, estas fueron ejecutadas en puntos lejanos al punto materia de análisis, mientras que las ejecutadas en los años 2011, 2012, 2013 y 2014 no detallaron los tramos de inspección, a efectos de acreditar alguna condición insegura y/o peligrosa sobre la zona de emplazamiento del kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP; además, el administrado no adjuntó registros de resultados de ninguno de los años mencionados.

Con relación a la falta de mantenimiento al Tramo II del ONP como factor contribuyente de la rotura del Kilómetro 440+781

- (xxiv) Con relación al argumento del administrado referido a que el derrame del 25 de enero de 2016 se produjo como consecuencia de un evento fortuito y que efectuó el mantenimiento de sus estructuras, las cuales no presentan fallas o roturas como negligencia del operador; la DFSAI señaló que dichas acciones de mantenimiento corresponden al Tramo I del ONP, siendo que el hecho materia de análisis corresponde al kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, con lo cual no resulta pertinente su evaluación.

- (xxv) Asimismo, la primera instancia precisó que el derrame fue ocasionado por la ruptura de la tubería, debido a que la misma experimentaba un proceso corrosivo y al mismo tiempo era sometida a una fuerte tensión por desplazamiento natural del terreno de la zona, lo que en su conjunto

desencadenó en la ruptura de la tubería⁵⁰.

- (xxvi) Por otro lado, con relación al análisis de los medios probatorios presentados por Peroperú a efectos de acreditar la causa que originó el derrame del 25 de enero de 2016 relacionados a la condición inestable del terreno⁵¹, la DFSAI señaló que en el “Informe de Peritaje Kilómetro 440 del Oleoducto Norperuano – Petroperú” no se detalló información que demuestre que la ruptura del ducto se originó únicamente por efecto de deslizamiento de suelos como un hecho aislado (fuerza mayor), toda vez que no adjunta medios probatorios respecto de (i) el análisis estructural del ducto consistentes en pérdida de circularidad (redondez), (ii) la aparición de tensiones, (iii) la distancia desplazada, (iv) el análisis de esfuerzos de tensión, (v) el valor del esfuerzo de fluencia, entre otros. Por lo tanto, dicho informe no acredita que el deslizamiento de suelos haya sido el factor “determinante” de la causa de la falla del oleoducto.
- (xxvii) Con relación al “Análisis de la integridad mecánica de un tramo de oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico”, la DFSAI señaló que en el mismo se mencionó que a pesar de la magnitud de desplazamiento, la tubería no sufrió ningún tipo de rotura y los análisis indicaron que no era necesario reemplazarlo debido a que se obtuvo un valor máximo de esfuerzo de 228MPa, que equivale a un 64% que valor de la fluencia (el valor límite de la fluencia es de 70%), con ello en cuenta el deslizamiento de suelos no habría sido el factor desencadenante que originó la falla en la misma.
- (xxviii) Con relación al informe de peritaje del Colegio de Ingenieros del Perú, la primera instancia señaló que el mismo concluyó que la zona en estudio presentaba alto riesgo de deslizamiento de terreno, lo cual representa un alto riesgo para el oleoducto, dicho deslizamiento tiene como factores contribuyentes la deforestación, calidad de suelo, fisiografía e hidrografía, humedad de la zona y pendiente del terreno.
- (xxix) Asimismo, la primera instancia agregó que, si bien en dicho informe se indica que se verificó que la tubería se vio afectada por el empuje del desplazamiento del terreno, no obstante este análisis solo evidencia un alto nivel de vulnerabilidad de la tubería frente a deslizamientos de terreno en la zona, mas no evidencia que la ocurrencia de estos haya ocasionado la ruptura de la tubería, pues no se realizaron cálculos de los esfuerzos (nivel de tensión) a los que fue sometida la tubería desencadenado en su ruptura, asimismo no se advierte la realización de análisis de integridad de la tubería, con lo cual se haya determinado el nivel de resistencia de la misma frente a deslizamientos de terreno, por lo que se considera que esta conclusión no tiene sustento de relación entre causa y consecuencia.

⁵⁰ Respecto al argumento del administrado referido a que en el mes de enero de 2016 (luego del derrame) realizó la inspección y el reforzamiento de la tubería de 36” del ONP, debido a la presencia de macrofisura circunferencial en la superficie externa y que, conforme con el resultado del Reporte Técnico Ultrasonido B-SCAN N° REP-009-UT-001, enfatizó que el derrame de petróleo no se habría producido debido a un proceso de corrosión externo, sino al deslizamiento del terreno que produjo una fuerte tensión sobre la tubería producto de los factores de reforestación, calidad de suelo, fisiografía, humedad de la zona y pendiente del terreno, es decir, un hecho fortuito considerado como desastre natural.

⁵¹ Informe Preliminar de Falla Km 440+781, así como el Informe de Peritaje Km 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, elaborado por el Colegio de Ingenieros del Perú.

(xxx) En esa línea, la DFSAI señaló que el administrado no presentó el Informe de Análisis Metalográfico realizado por un laboratorio acreditado que demuestre de manera certera que la causa de la falla que ocasionó el derrame en el kilómetro 440+871 del Tramo II del ONP se produjo sólo por defectos de suelos y no por efectos de procesos corrosivos por falta de mantenimiento.

(xxxi) Con ello en cuenta, la primera instancia señaló que se tienen los siguientes hechos probados (i) falla del ducto, (ii) que no se han realizado los mantenimientos preventivos correspondientes, (iii) que Petroperú no ha acreditado que el desplazamiento del ducto por movimientos de tierras haya sido un hecho imprevisible e irresistible, así como tampoco por sí solo un determinante en la producción de la falla del ducto, por lo que, de acuerdo a lo información presentada por la DS, la causa de la falla del ducto se debió a un proceso combinado entre la tensión ejercida en la tubería por el desplazamiento natural del terreno y a un proceso corrosivo de la misma que no fue atendida (falta de mantenimiento). De acuerdo con la DFSAI, Petroperú hubiera prevenido el derrame si hubiera cumplido con realizar el mantenimiento preventivo del Tramo II del ONP, conforme al PAMA del ONP, pues los factores alegados por el administrado son previsibles que no se suscitan de manera inmediata, tales como factores geológicos y climáticos desfavorables.

(xxxii) Por su parte, con relación al análisis de los medios probatorios presentados por Petroperú a efectos de acreditar la realización de acciones de verificación de recubrimiento, protección catódica y paso de raspatubos inteligentes⁵², la primera instancia señaló que, de la revisión de las fotografías, se advierte que el administrado realizó una inspección visual a la grieta del ducto, no obstante no mostró evidencia de los resultados obtenidos de la referida inspección visual ni de las acciones realizadas para la preparación de la muestra del ducto fallado, así como tampoco evidenció que el análisis de falla se realizó a través de un laboratorio debidamente acreditado. Así también, la primera instancia indicó que no acreditó que el análisis de deflexión de la tubería del Tramo II del ONP fue realizado por un laboratorio acreditado que garantice la veracidad de los resultados de deflexión obtenidos en el Informe Técnico MAN4-IN-037-2016.

(xxxiii) Por otro lado, en cuanto a la inspección y reforzamiento de la tubería de 36" del ONP en enero de 2016 del Reporte Técnico Ultrasonido B-SCAN N° REP-009-UT-001, la DFSAI señaló que tuvo como objetivo verificar que la zona donde se aplicó la soldadura de unión de las camisas de refuerzo en la tubería de 36" se encontraban en buen estado. Asimismo, dicho reporte no mencionó mediciones de espesor en la zona donde se detectó la falla km 440+781 del Tramo II del ONP antes de ocurrido el derrame. Con ello en cuenta, la DFSAI señaló que quedó acreditado que, durante los años 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015, el administrado incumplió su obligación de mantenimiento preventivo contenida en el PAMA del ONP.

⁵²

Informe de medición de espesores desde la progresiva km 440+748.20 al km 440+808.30 del Tramo II del ONP correspondiente a octubre de 2015, donde se incluye el tramo donde ocurrió el evento y se señala una reducción de espesor del 17%.

(xxxiv) En cuanto al desencadenamiento del proceso de corrosión (bajo tensión) que ocasionó la rotura de la tubería, la DFSAI indicó que el administrado no evidenció haber realizado los monitoreos de potenciales de protección catódica, de la resistencia eléctrica del terreno e inspección visual de la integridad del ducto. Asimismo, agregó que el administrado no presentó evidencia de llevar a cabo un adecuado programa de protección catódica y verificación de recubrimiento externo del ducto serían los factores desencadenantes del proceso corrosivo.

(xxxv) En atención a lo expuesto, la primera instancia concluyó que el derrame de crudo ocurrido el 25 de enero de 2016 en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP a causa de la ruptura del tubo fue la presencia de un proceso de corrosión bajo tensión.

Con relación al derrame en el en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del ONP

(xxxvi) La DFSAI indicó que la DS ha señalado que el derrame de petróleo crudo de aproximadamente mil cuatrocientos cuarenta y siete (1447) barriles se generó por la falta de mantenimiento preventivo del ONP por parte del administrado, habiéndose verificado que (i) no contaba con el sistema de protección catódica con ánodos de sacrificio; y, (ii) no estaba protegido con la pintura epóxica como lo establecía el PAMA del ONP, lo que ocasionó la corrosión severa en el kilómetro 206+035 del Ramal Norte del ONP, así como daño real a la flora, fauna, y vida o salud humana.

(xxxvii) Asimismo, la primera instancia señaló que para determinar si el administrado realizó las inspecciones externas al Ramal Norte del ONP, se analizarán las siguientes acciones de mantenimiento preventivo y predictivo establecidas en el PAMA del ONP: a) inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electrónico, b) inspecciones geométricas, c) monitoreo periódico de la integridad externa del Oleoducto de protección catódica, d) resistencia eléctrica del terreno, e) inspecciones visuales sobre el derecho de vía.

Sobre las inspecciones de corrosión y pérdida de espesor

(xxxviii) Con relación a las inspecciones de pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos o inteligentes, la DFSAI señaló, con relación a los Avances del Plan de Mantenimiento presentados al Osinergmin⁵³, que durante el año 2010, el administrado no programó ni presentó medio probatorio alguna a la ejecución de inspecciones de pérdida de espesor en cuestión en el kilómetro 206+035 del Ramal Norte del ONP. Asimismo, si bien programó dicho mantenimiento para los años 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015, no adjuntó medio probatorio que acredite la ejecución de las mismas.

Respecto a las inspecciones geométricas

(xxxix) En cuanto a las inspecciones geométricas, la DFSAI indicó que, de la revisión de los Avances del Plan de Mantenimiento presentados al

⁵³

Presentados a través de las cartas ADOL-USIPA-051-2011 del 28 de febrero del 2011, ADOI-USIPA-082-2013 del 14 de marzo de 2012, ADOL-USIPA-052-2013 del 5 de marzo de 2013, ADM4-SG-045-2014 del 20 de marzo de 2014, ADM4-SG-043-2015 del 18 de marzo de 2015 y ADM4-164-2016 del 28 de marzo de 2016.

Osinergmin durante los años 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015 no se acreditó el cumplimiento de inspecciones geométricas, incumpliendo con el PAMA del ONP.

Relativo el monitoreo periódico de la integridad externa del Oleoducto:
Monitoreo de protección catódica

- (xi) Al respecto, la DFSAI indicó que en la documentación presentada por el administrado no se ubica registros de medición de potenciales de protección catódica ni de resistencia eléctrica del terreno. Asimismo, de la revisión de los Avances del Plan de Mantenimiento presentados al Osinergmin durante los años 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015 no se acreditó el monitoreo del sistema de protección catódica.

En torno la resistencia eléctrica del terreno

- (xli) Cabe señalar que la primera instancia indicó que el administrado no señaló argumento ni presentó medio probatorio alguno que haga referencia a la ejecución de dichas acciones, por lo que se concluye que no realizó este tipo de mantenimiento.

Con relación a las inspecciones visuales sobre el derecho de vía

- (xlii) Sobre las inspecciones visuales, la DFSAI indicó respecto de la revisión de los Avances del Plan de Mantenimiento presentados al Osinergmin, que si bien durante los años 2010 (parcial), 2011, 2012 (parcial) y 2013, el administrado realizó acciones de inspección, verificación física y mantenimiento al derecho de vía en el Ramal Norte del ONP, las cuales no detallaron los puntos exactos de inspección. Asimismo, en el 2014 no se ejecutaron las actividades programadas, pues no se adjuntaron resultados de las acciones en cuestión, mientras que en el año 2015 no se programaron ni se ejecutaron las acciones en cuestión.
- (xliii) En ese sentido, la primera instancia concluyó que durante los años 2010, 2011, 2013, 2014 y 2015, el administrado no acreditó el cumplimiento de la obligación establecida en el PAMA del ONP.

Referente a la falta de mantenimiento del ONP como factor contribuyente de la rotura del oleoducto

- (xliiv) Con relación al argumento del administrado referido a que la causa del derrame no fue un proceso corrosivo sino un proceso de abrasión, no imputable a la falta de mantenimiento; la DFSAI indicó que lo señalado en el Informe de Análisis de Falla Ramal Norte del ONP del 22 de febrero de 2016 se contradice con lo verificado por la DS durante la supervisión del 6 al 11 de febrero de 2016, en el cual se verificó que las secciones presentaban desgaste por efecto de corrosión externa. Agregó también que las superficies descubiertas no pueden ser calificadas como uniformes y lisas, pues se observaron irregularidades y cambios de color.
- (xlv) Del mismo modo, la primera instancia indicó que el informe de análisis de falla no sustentó como se pudo haber dado el proceso abrasivo ni el material que lo generó, por lo que carece de sustento técnico lo indicado por el administrado.

- (xvi) En cuanto a la cantidad de petróleo derramada en el presente caso alegada por Petroperú, la DFSAI señaló que el balance volumétrico debe ser analizado de manera integral, lo cual involucra las acciones de despacho y recepción de todo un período, siendo que en el caso en concreto el administrado no adjuntó medios probatorios del método de “Restitución de Condiciones Operativas” a efectos de desacreditar lo detectado por la DS.
- (xvii) Asimismo, la primera instancia indicó que si bien los cuadrantes aledaños al punto de falla pudieron haber contado con recubrimiento epóxico en perfecto estado de conservación, ello no implica que la zona materia de análisis se haya encontrado protegida a efectos de prevenir el derrame de petróleo. Más aun, cuando de las fotografías de supervisión se aprecia que no contaba con pintura epóxica que contribuya a su protección.

Con relación a la generación de daños en la flora, fauna, vida o salud humana

(xlviii) Respecto al daño a la flora en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, la primera instancia concluyó que se generó una afectación real a la flora y fauna terrestre (en su estructura y función), en base a las evidencias fotográficas en las cuales se observa la pérdida de cobertura vegetal del herbáceo (impregnada con hidrocarburos) y muerte de especies arbóreas y arbustivas por erosión (a causa del retiro de suelo impregnado con hidrocarburos en riberas) y tala (como consecuencia de actividades de limpieza), así como se observó pérdida de fauna silvestre del grupo entofauna (hormigas tipo “termita”) y afectación a especies del grupo herpetofauna (Amerrega sp), toda vez que el hidrocarburo en contacto directo con este individuo puede producir efectos tóxicos a corto, mediano y largo plazo, hasta incluso la muerte, así como para el caso de anfibios la afectación en su respiración toda vez que ésta se realiza a través de su piel.

(xlix) En cuanto al daño evidenciado en el kilómetro 206+035 del Ramal Norte del ONP, la DFSAI indicó que, en base a las evidencias fotográficas, se pudo observar especies de flora y fauna impregnadas con hidrocarburos en algunas de las áreas por donde discurrió el petróleo derramado y el correspondiente medio sobre el cual se desarrollan estas especies de flora como es el suelo, así se observa la pérdida de sotobosque y especies esbóreas en el área por donde discurrió el derrame (como consecuencia de actividades de limpieza), y se observa un individuo del grupo de los reptiles “culebrita” con repercusiones severas y un insecto muerto por encontrarse totalmente cubiertos de crudo.

(l) Con relación al argumento del administrado referido a que no existen pruebas técnicas que demuestren daño real a la flora, fauna, vida y salud humana conforme a lo establecido por las normas sanitarias y ambientales, la primera instancia indicó que los hallazgos evidenciados por la DS y DE se encuentran sustentados en fotografías que reflejan los resultados de las evaluaciones cualitativas y cuantitativas efectuadas, siendo que se puede observar el daño causado como consecuencia del derrame, pues contrariamente a lo indicado por el administrado, al aplicar otros metodologías en puntos blancos, se ha observado una presencia mucho más alta que en las áreas afectadas.

- (li) Con relación al argumento del administrado referido a que no se le notificaron los Informes N° 135-2016-OEFA-DE-SDCA e Informe 153-2016-OEFA-DE-SDCA, la DFSAI señaló que estos documentos fueron incorporados al expediente desde julio de 2016, encontrándose a su disposición en cualquier momento, así también no existe deber legal de comunicar dichos documentos y sin perjuicio de ello, con fines informativos y referenciales fueron remitidos al administrado de manera previa a la emisión de la resolución apelada. Agregó, también, que el administrado no ha presentado documentación alguna de la que se aprecie que su derecho haya sido restringido.
- (lii) Respecto a que los impactos en los componentes ambientales son moderados a leves conforme lo ha señalado el administrado, la primera instancia indicó que el impacto negativo generado por el derrame es imposible de ser revertido y recuperado en menos de un año, pues en el área impactada se perdió la estructura y funcionalidad del bosque secundario en proceso de sucesión.
- (liii) Con relación a las evaluaciones realizadas al suelo en donde se identificó la filtración de hidrocarburos en profundidades que varían desde 80 cm a 40 cm, suelo que fue retirado como consecuencia de actividades de limpieza; la primera instancia señaló que, del análisis del cuadro de hallazgos comparativos contenido en el escrito del administrado, el mismo reconoció que el derrame de crudo generó impactos negativos a los componentes ambientales como flora y fauna del área donde discurrió el derrame.

Sobre la falta de valoración de los medios probatorios presentados el 4 de agosto de 2017

- (liv) Respecto al argumento del administrado referido a que no se han valorado determinados medios probatorios⁵⁴ para la emisión del Informe Final de Instrucción, la DFSAI indicó que dichos medios probatorios corresponden a las acciones adoptadas de forma posterior al derrame, esto es que no acreditan que el administrado no sería responsable de los impactos generados con ocasión de los derrames ni que los referidos impactos no hayan causado un daño real a la flora o fauna de las áreas comprometidas. Dichos medios probatorios no acreditan que los impactos generados hayan sido de baja intensidad, siendo que solo dan cuenta de la evolución de los trabajos de limpieza y remediación en las áreas impactadas.

Con relación a la protección al derecho a la vida y salud de las personas

- (lv) Sobre el particular, y en función a un análisis de razonamiento indiciario⁵⁵,

⁵⁴ Dichos medios probatorios son las diapositivas de implementación de la Evaluación de Riesgos a la Salud y al Ambiente (ERSA) que muestra los trabajos de remediación en el kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, diapositivas de la implementación de la Evaluación de Riesgos a la Salud y al Ambiente (ERSA) que muestra los trabajos de remediación en el kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, análisis de los muestreos realizados por parte del OEFA al componente agua y suelo, documento que muestra la metodología utilizada para el muestreo de sedimentos e informe de INTERTEK sobre el análisis de muestra del petróleo crudo.

⁵⁵ Los hechos indiciarios señalados por la DFSAI son los siguientes:
Hecho probado 1: Presencia de Hidrocarburos Totales de Petróleo en el componente agua en el área

la DFSAI indicó que se advierte que en la quebrada Cashacaño, río Morona y río Marañón, se encuentran apostadas diversas comunidades y centros poblados adicionales, y cuyos pobladores interactúan de manera directa e indirecta con los componentes agua y suelo de la zona, por lo cual al alterarse la calidad de dichos componentes, siendo que se afecta la salud y el desarrollo de actividades cotidianas, toda vez que la salud es un estado de completo bienestar físico, mental y social.

- (lvi) Asimismo, la primera instancia precisó que el daño a la salud puede darse a través de sus distintos componentes, los cuales se ven reflejados en bienestar físico, mental y social⁵⁶.
- (lvii) En esa línea, respecto al bienestar físico, la DFSAI señaló que para el caso específico en los pobladores de las comunidades afectadas por el derrame en los distritos de Imaza y Morona, se advierte su afectación, pues presentaron síntomas como salpullido, rash cutánea, ronchas, dolores de cabeza, vómito, fiebre, diarrea con sangre, luego de la ocurrencia de los derrames de hidrocarburos, la cual se encuentra contenida en el Informe Preliminar de Supervisión Directa N° 575-2016-OEFA/DS-HID.
- (lviii) En cuanto al bienestar mental, la primera instancia indicó que se afectó a las personas de las comunidades de los distritos de Imaza y Morona, en tanto se provocó la experimentación de estrés e incertidumbre frente a situaciones que les dificulta sobrellevar problemas cotidianos, como la alimentación, actividades de recreación y pesca, así como su acceso a fuentes de agua.
- (lix) Respecto al bienestar social, la DFSAI indicó que los derrames ocurridos en Imaza y Morona afectan su desarrollo en armonía con el entorno que los rodea, pues este fue drásticamente modificado, en tanto se generó la descomposición social de los pobladores, cambios en las costumbres tradicionales.
- (lx) Por otro lado, sobre el argumento del administrado referido a que no existen pruebas técnicas que acrediten daños a la salud con el fin de eximirse de responsabilidad en el PAS; la DFSAI señaló que las manifestaciones de los pobladores de la zona respecto de la sintomatología que sintieron después del derrame es de conocimiento público, al haber sido incluso objeto de transmisión televisiva. Asimismo, la primera instancia agregó que el administrado no ha presentado medio probatorio que refleje el óptimo estado de salud de los pobladores tras la ocurrencia de los derrames.

donde ocurrió el derrame.

- Hecho probado 2: Interconectividad de los cuerpos de agua.
- Hecho probado 3: Presencia de Hidrocarburos Totales de Petróleo en el componente suelo en el área donde ocurrió el derrame.
- Hecho probado 4: Servicios ecosistémicos y su relación con el derecho a la salud.
- Hecho probado 5: Comunidades y pueblos indígenas se asientan en las áreas de influencia de los derrames de hidrocarburos.
- Hecho probado 6: Actividades que desarrollan las comunidades apostadas en el ámbito del río Marañón y afluentes.

56

Con relación al argumento del administrado referido a que la única forma de probar las causas de una dolencia y/o enfermedad en una persona determinada es sólo mediante el análisis psicosimático de cada paciente en los alrededores de los incidentes.

- (lxi) Con relación a que el derecho de la salud no se ha visto afectado, en tanto que las comunidades han tenido acceso al agua y alimentos, así como campañas de salud provistas por el administrado; la DFSAI indicó que el aprovisionamiento de víveres y agua a las comunidades afectadas fue escaso, además de tardío, más aún si se toma en consideración que se trataba de productos de primera necesidad como el agua de consumo, la cual no cuenta con bienes sustitutos a los que las personas afectadas pudieran acceder.

Respecto a la conducta infractora N° 2

- (lxii) La primera instancia señaló que el administrado tiene la obligación de prevenir los impactos negativos para evitar un daño a la flora, fauna y a la vida o salud humana, producto de sus actividades de hidrocarburos, conforme con el artículo 3° del RPAAH, en concordancia con el artículo 74° de la LGA, los numerales (i) y (ii) del literal c) del artículo 4° de la Tipificación de Infracciones administrativas y Escala de Sanciones aplicable a las actividades desarrolladas por las empresas del subsector hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del OEFA, aprobada por la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD.
- (lxiii) Con relación a la vulneración al principio de tipicidad alegado por el administrado⁵⁷, la DFSAI indicó que existe una correspondencia entre la conducta imputada y el subtipo infractor o conducta infractora que es la ocurrencia de una emergencia ambiental (derrames) que ocasionaron impactos negativos al ambiente susceptibles de generar daño potencial o daño real al ambiente, vinculada con la norma sustantiva (artículo 3° del RPAAH) que abarca los supuestos en los que se configure daño potencial o daño real. Asimismo, de la imputación en la resolución subdirectoral, se advierte que se imputó la generación de daño a la flora, fauna y a la vida o salud, esto es, que en este extremo del procedimiento no se imputó al administrado la generación de daños reales, a diferencia de la primera conducta.

- (lxiv) En ese sentido, la primera instancia concluyó que el PAS se sustenta en una norma legal (artículo 74° de la LGA), que concordaba con la norma especial (artículo 3° del RPAAH), siendo su incumplimiento sancionado conforme al numeral 2.3 de la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD, por lo que no existe vulneración de legalidad y tipicidad.

Respecto a la conducta infractora N° 3

- (lxv) La DFSAI indicó que, conforme con el artículo 66° del RPAAH, se establece el titular deberá tomar medidas inmediatas para controlar y minimizar impactos de acuerdo a su Plan de Contingencias, en caso de siniestros o emergencias con consecuencias negativas al ambiente ocasionadas por la realización de actividades de hidrocarburos. Sobre ello, agregó que Petroperú cuenta con el Plan Zonal de Contingencias de

⁵⁷

En tanto se le imputa haber generado un daño real sin que este tipo se encuentre previsto en el numeral 2.3 de la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD e indicando que la sola generación de daños no se encuentra tipificada.

Gerencia Oleoducto del 5 de julio de 2015⁵⁸, el cual consignó un cuadro de procedimientos a seguir en caso se presente un derrame de hidrocarburos y la descripción de los mismos.

Con relación al derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016 en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP

- (lxvi) Asimismo, la primera instancia señaló que Petroperú no adoptó las medidas inmediatas para controlar y minimizar sus impactos de acuerdo a su Plan de Contingencia, toda vez que contuvo la fuga del petróleo crudo tres (3) días después de la ocurrencia de la emergencia ambiental y el petróleo crudo al no ser controlado oportunamente alcanzó hasta 27.1 kilómetros.
- (lxvii) Con relación al argumento del administrado relacionado a las acciones que realizó para controlar el derrame, la DFSAI señaló que las fotografías presentadas no evidencian la ejecución de las mismas, así también estas no fueron oportunas ni eficientes, pues no permitieron controlar el derrame, sino hasta tres (3) días después de iniciada la emergencia ambiental, pese a que las medidas de control y minimización deben ser realizadas inmediatamente de ocurrido el accidente.
- (lxviii) Con relación al difícil acceso a la zona alegado por el administrado, la DFSAI señaló que ello no imposibilitó el acceso de personal y maquinarias a la zona afectada por el derrame, ya que según la propia información declarada en su Reporte Final de Emergencias y en el escrito del 22 de abril de 2016, los trabajos se iniciaron el 25 de enero de 2016, por lo que las dificultades de acceso no constituyeron una imposibilidad plena para efectuar acciones efectivas que contengan inmediatamente el derrame y eviten de modo eficiente su migración (mitigación), situación que el administrado no consiguió implementar de forma inmediata tal como se verificó durante la supervisión especial.
- (lxix) Por otro lado, la primera instancia indicó que si bien el administrado implementó una serie de mecanismos para controlar el derrame, el propio administrado reconoce que las mismas no fueron idóneas sino hasta la última de ellas que finalmente le permitió contener el derrame tres (3) días después de haberse iniciado, ello sin perjuicio de que el administrado no presentó medios de prueba que sustenten que al menos trató de implementar tales mecanismos.
- (lxx) Adicionalmente, la DFSAI advierte que las medidas adoptadas para confinar el hidrocarburo, como lo ha reconocido el mismo administrado, no funcionaron permitiendo la migración del hidrocarburo hacia la Quebrada Inayo, lo cual evidencia que las medidas implementadas no garantizaban un funcionamiento técnicamente óptimo que permita la efectiva minimización de los impactos.
- (lxxi) Con ello, la primera instancia señaló que, si bien Petroperú pudo haber considerado acciones, sólo pueden ser consideradas medidas inmediatas

⁵⁸

Dicho instrumento tiene como uno de sus principales objetivos lograr que todo el personal que labora en las operaciones del ONP esté capacitado y preparado para proporcionar una rápida respuesta ante cualquier tipo de emergencia que pueda presentarse y que atente contra la integridad física de los trabajadores, instalaciones, equipos, comunidad que lo rodea y el ambiente.

para controlar y minimizar los impactos derivados de las emergencias ambientales de acuerdo a su Plan de Contingencias, a aquellas que efectivamente permitieron que el hidrocarburo siga fugando y que le detuvieron la migración que estaba ocurriendo.

Referente al derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del ONP

(lxxii) Por otro lado, la DFSAI advirtió que Petroperú no cumplió con implementar mecanismos de control y contención de forma inmediata y efectiva sobre el derrame ocurrido el 2 de febrero del 2016, pues el mismo fue recién controlado el 8 y 9 de febrero del 2016, con lo cual después de seis (6) días de iniciado el derrame recién instaló una camiseta o grapa sobre el punto del derrame, siendo que dicha demora generó daños reales a la flora y fauna.

(lxxiii) En esa línea, la primera instancia agregó que las barreras de contención instaladas en el cauce de la quebrada Cashacaño no resultaron medidas de mitigación suficientes, debido a que el petróleo crudo traspasó las mismas alcanzando al río Morona. Asimismo, los trabajos de limpieza y recuperación en dicho río, resultaban ser insuficientes dada la extensión del área impactada.

(lxxiv) En cuanto a los argumentos del administrado relacionados a una falla operativa y el derrame, la DFSAI indicó que si bien no toda falla operativa implica un derrame de petróleo crudo, resulta lógico y existe una gran probabilidad de que sí se haya generado, por lo que el personal de la operación debió adoptar acciones inmediatas de contingencia como, por ejemplo, suspender el bombeo de manera preventiva y revisar el sistema operativo.

(lxxv) En esa línea, la primera instancia agregó que, en el presente caso, ante la situación de alerta generada por la caída de presión detectada por los operadores del administrado y el registro del Sistema SCADA, si bien Petroperú detuvo el bombeo del petróleo crudo conforme lo establece el Plan de Contingencias, dicha medida no resultó siendo una medida de control idónea al mantenerse la presión de recepción, con las consecuencias antes señaladas.

(lxxvi) Por otro lado, en cuanto a las acciones efectuadas por el administrado entre el 3 al 11 de febrero de 2016, la primera instancia indicó que el personal del administrado llegó a la zona de la avería el 4 de febrero de 2016, esto es un día después de la comunicación realizada por el poblador de la Comunidad de Mayuriaga.

(lxxvii) Con relación a ello, agregó que el personal del administrado que partió a la zona del derrame como parte de la activación del Plan de Contingencia debió llevar consigo los materiales que resulten necesarios para obturar la rotura del ducto y minimizar la cantidad del hidrocarburo que se derramaba.

(lxxviii) Asimismo, la DFSAI indicó que las medidas adoptadas por Petroperú no fueron eficientes ni oportunas, toda vez que no realizó el control inmediato del derrame, conforme al Plan de Contingencias, ya que las acciones de control y minimización deben ser eficientes respecto al evento o accidente

ambiental, por tratarse de acciones oportunas y proporcionales cuya finalidad es atenuar el impacto negativo generado al ambiente.

- (lxxix) En atención a lo expuesto, la primera instancia señaló que ha quedado acreditado que el administrado no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por los derrames de petróleo ocurridos el 25 de enero de 2016 en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP y el 2 de febrero de 2016 en el kilómetro 206+035 del Ramal Norte del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la flora, fauna y a la vida o salud humana, infringiendo lo establecido en el artículo 66° del RPAAH y el artículo 29° del RLSEIA.

Sobre la reincidencia

- (lxxx) Sobre el particular, la DFSAI indicó que los hechos materia de análisis en el presente procedimiento administrativo sancionador son los mismos por los cuales fue declarado responsable en el Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS y el periodo que media entre las conductas que son objeto de análisis en este expediente y las que son objeto de responsabilidad en el expediente antes señalado es menor a los (4) cuatro años. Con ello en cuenta, corresponde la declaración de reincidencia.

Referente a la medida correctiva

- (lxxxi) La primera instancia señaló que no corresponde que se ordene una medida correctiva, en tanto que ya se ha emitido una medida cautelar que ordena acciones inmediatas de limpieza y rehabilitación para controlar el daño ocasionado por los derrames y que el plazo para cumplir con dicha medida ya venció.

Con relación al concurso de infracciones

- (lxxxii) La DFSAI señaló resulta aplicable lo establecido en el numeral 6 del artículo 246° del TUO de la LPAG, referido a que cuando una misma conducta califique como más de una infracción, se aplicará la sanción prevista para la infracción de mayor gravedad, pues la conducta referida a no realizar acciones de mantenimiento califica como la imputación N° 1 y N° 2.

- (lxxxiii) Con ello en consideración, la primera instancia señaló que se debería sancionar por la primera imputación, esto es, los numerales 2.4 del Cuadro de Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el Desarrollo de Actividades en Zonas Prohibidas, aprobada mediante Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD.

Sobre la procedencia de la imposición de una multa

- (lxxxiv) La DFSAI indicó que la multa aplicable en función de la Metodología para el cálculo de multas base y la aplicación de los factores para la graduación de sanciones, aprobada por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 035-2013-OEFA/PCD y modificada por Resolución de Consejo Directivo N° 024-2017-OEFA/CD, correspondía de acuerdo al siguiente detalle:

- Con relación a la primera imputación: La estimación del Beneficio Ilícito estimado asciende a 26.37 UIT; la valoración del Daño Ambiental asciende, en función al proceso de valoración económica por Transferencia de Beneficios, a 1 705.51 UIT; la Probabilidad de detección es muy alta; y, los Factores para la graduación de sanciones tienen un valor de 2.00 (200%). En ese sentido, el valor de la multa propuesta para la primera imputación es de 6 105.06 UIT.
- Con relación a la segunda imputación: La estimación del Beneficio Ilícito estimado asciende a 1 333.91 UIT; la valoración del Daño Ambiental asciende, en función al proceso de valoración económica por Transferencia de Beneficios, a 3 026.16 UIT; la Probabilidad de detección es muy alta; y, los Factores para la graduación de sanciones tienen un valor de 2.00 (200%). En ese sentido, el valor de la multa propuesta para la segunda imputación es de 6 078.84 UIT.
- Con relación a la tercera imputación: La estimación del Beneficio Ilícito estimado asciende a 31.62 UIT; la Probabilidad de detección es alta; y, los Factores para la graduación de sanciones tienen un valor de 2.00 (200%). En ese sentido, el valor de la multa propuesta para la tercera imputación es 100 UIT⁵⁹.

(lxxxv) Asimismo, la primera instancia señaló que los montos de las multas antes aludidas no superan el límite de confiscatoriedad previsto en el numeral 32.3 del artículo 32° del TUO del RPAS del OEFA.

(lxxxvi) En ese sentido, la DFSAI señaló que la multa ascendería a un total de 12 283.90 UIT, el cual comprende la multa correspondiente al primer derrame (6 105.06 UIT), al segundo derrame (6 078.84 UIT) y a la tercera infracción (100 UIT).

19. El 15 de enero de 2018, la DFSAI realizó la rectificación de oficio de la Resolución Directoral N° 1712-2017-OEFA/DFSAI del 22 de diciembre de 2017, en cuanto (i) al orden correlativo desde la página 11 de la resolución en cuestión en adelante, y (ii) en cuanto a la multa correspondiente a la conducta infractora N° 3, correspondiendo ser de 84.32 UIT.

20. El 17 de enero de 2018, Petroperú interpuso recurso de apelación⁶⁰ contra la

⁵⁹ Cabe señalar que la DFSAI indicó que:

(...) si bien se obtuvo una multa ascendente a 84.32 UIT, el monto mínimo de la multa para una infracción de este tipo es de 100 UIT, conforme a lo establecido en el numeral 2.4 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones vinculadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el Desarrollo de Actividades en Zonas Prohibidas, aprobada mediante Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD. En línea con ello y en atención, al principio de legalidad –establecido en el numeral 3 del Artículo 230° de la LPAG- se recomienda imponer una multa de 100 UIT.

⁶⁰ Folios del 4922 al 4974.

Petroperú con escrito de registro N° 15773 del 16 de febrero de 2018, presentó nuevos alegatos y medios probatorios. (Folios 5241 al 6849 y 6957 al 7094)

Al respecto, indicó que con base en el principio de verdad material establecido en el numeral 1.11 del artículo 1°, artículo 66° y del numeral 172.3 del artículo 172° del TUO de la LPAG, refirió que el Tribunal debe ingresar, evaluar, actuar y valorar medios probatorios sobrevenidos que no fueron tomados en cuenta en su momento por la DFSAI, al tratarse de pruebas producidas en fechas muy cercanas a la emisión de la resolución apelada. Asimismo, invocando las garantías del debido procedimiento y derecho de defensa y de contradicción indicó que se encuentra legalmente habilitado a presentar medios probatorios nuevos y adicionales, y que estos sean valorados.

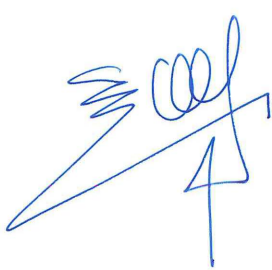
Resolución Directoral N° 1712-2017-OEFA/DFSAI, el cual fue ampliado mediante los escritos presentados el 16 de febrero de 2018 y el 25 de abril de 2018, argumentando lo siguiente:

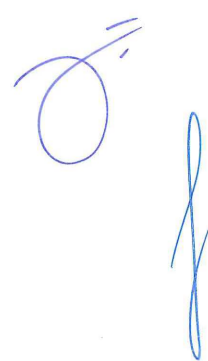

Cuestiones procesales

Sobre si el presente procedimiento sancionador debió ser tramitado por la vía excepcional

- a) Petroperú alegó que el presente procedimiento fue tramitado incorrectamente toda vez que se inició por la vía ordinaria antes que la excepcional.
- b) Asimismo, refirió que, al iniciar el procedimiento ordinario, valoró incorrectamente el supuesto excepcional de *reincidencia* (más allá de la temporalidad) y aplicó el supuesto de *infracciones muy graves, que generen un daño real y muy grave a la vida y a la salud de las personas*, establecido en el literal a) del artículo 19° de la Ley N° 30230.
- c) Ello debido a que no ha considerado ni comprobado las restricciones consistentes en que la afectación sea objetiva, individualizada y debidamente acreditada, y se ha basado en meras conjeturas sin identificar pruebas de la existencia de una afectación muy grave a la salud y vida de los pobladores, sea de manera directa y expresa por alguno de los derrames ni indirecta por la ingesta de agua del río o peces contaminados.
- d) Al respecto, precisó que no basta con señalar la necesidad de procesar a un sujeto bajo el procedimiento sancionador ordinario; sino que es obligatorio que al inicio del mismo se cuente con los medios probatorios indiciarios y reales que permitan asumir que las afectaciones muy graves a la salud son objetivas, individualizables y medianamente acreditadas.
- e) En ese sentido, Petroperú alegó que corresponde instruir el presente procedimiento bajo la correcta vía ordinaria.

Sobre los supuestos vicios que afectan el debido procedimiento

- 
- f) El recurrente, alegó que la DFSAI a fin de resolver el presente procedimiento antes de que se cumpla el plazo legal de caducidad, incumplió obligaciones relacionadas al debido procedimiento; ya que no actuó ni contrastó los nuevos medios probatorios que se presentaron en la última parte del procedimiento, específicamente, las pruebas de descargo presentadas a partir del 15 de diciembre de 2017, específicamente al Informe Final de Instrucción:

- 
- Procedimiento para determinar prioridad de atención en Sectores con Movimiento.
 - Denuncias policiales contra atentados que impidieron la ejecución de labores en las contingencias.
- 

g) Asimismo, porque al incorporar como terceros interesados del presente procedimiento al GT Wampis y el IDLADS –los cuales no tienen la calidad de parte– se afectaron sus derechos como se expone a continuación:

- Se afectó su derecho de contradicción debido a que: i) el órgano sancionador omitió señalar y notificar la realización de las audiencias solicitadas por los terceros⁶¹, ii) desconoció lo alegado y aportado por los terceros sobre las infracciones imputadas; iii) se le quitó la posibilidad real e inmediata de que contradiga los argumentos acusatorios que brindaron los terceros⁶²; iii) no tuvo tiempo suficiente para procesar la información, contradecirla, preparar una defensa posible y razonable debido a que las grabaciones de la audiencia fue enviada 24 horas antes de la emisión de la resolución apelada y iv) se otorgó un plazo de 2 días para responder los Informes de Biodiversidad.
- Se afectaron dos garantías básicas de su derecho de defensa: i) la contradicción de elementos y alegatos de cargos nuevos⁶³ y ii) el derecho a la última palabra; lo cual invalida el procedimiento.
- Se vulneró su derecho a probar que incluye la garantía de “utilizar los medios de prueba pertinentes”. Y refirió que este derecho junto a la posibilidad de contradicción y la igualdad en un procedimiento sancionador son derechos que forman parte del debido procedimiento de cualquier administrado, más aún si vela por la presunción de inocencia del imputado.

h) Ante ello, el recurrente reclamó a la DFSAI que sanee dichos vicios procedimentales, solicitándole lo siguiente: i) el envío de las grabaciones de las audiencias sostenidas por los terceros administrados, lo cual fue realizado pero dejándolo sin tiempo para emitir sus descargos; ii) la realización de una última audiencia ante el órgano sancionador cerrando así la etapa final de su defensa; iii) elevar el expediente al Tribunal de Fiscalización Ambiental a fin de que se revise de oficio conforme a lo establecido en el artículo 211° del TUO de la LPAG los actos de trámite que afectan directamente su derecho de defensa y el debido procedimiento. Sin embargo, estas dos últimas peticiones no le fueron atendidas.

i) Además, refirió que los órganos de instrucción y sancionador han desvirtuado la naturaleza y rol de participación de los terceros administrados en los procedimientos sancionadores de carácter ambiental; toda vez que: i) para la incorporación de Nación Wampis no han tomado en cuenta que a la fecha del informe oral se discutía su intervención sin que el Tribunal de Fiscalización Ambiental hubiese decidido lo pertinente y

⁶¹ Al respecto, Petroperú indicó que el 19 de diciembre de 2018, al acceder al expediente, tomó conocimiento de que el 18 de diciembre de 2018, la DFSAI realizó dos audiencias simultáneas con dichas instituciones.

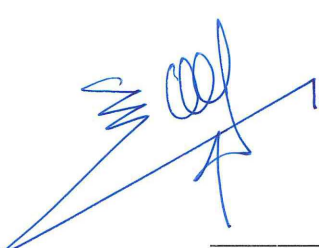
⁶² Ello con base a lo desarrollado a partir del considerando 36 de la resolución apelada.

⁶³ Respecto a la vulneración del derecho de contradicción indicó que en la tramitación de un procedimiento sancionador no es posible la introducción de cargos acusatorios, hechos y medios probatorios por parte de terceros ajenos a los órganos administrativos del OEFA, sin que el imputado los conozca directamente, a fin de que pueda procesarlas y poder plantear luego los argumentos de descargo y pruebas que considere pertinentes; y menos al finalizar dicho procedimiento.


- ii) su participación debe darse bajo la condición de denunciante, con la posibilidad de ejercitar derechos y formas de colaboración con los órganos competentes del OEFA.
- j) Sobre este último punto, refirió que las facultades de los terceros están ligadas a lo preceptuado en el artículo 114° del TUO de la LPAG, más si en la actualidad el artículo 19° de la Ley N° 30230 y su respectivo reglamento han sido derogados.
- k) Por todo lo expuesto, refirió que este Tribunal debe anular la resolución apelada y retrotraer sus efectos hasta el momento posterior a la realización de las audiencias simultáneas de los dos terceros, a fin de que pueda ejercitar su derecho a la defensa a través de la contradicción, igualdad de armas y posibilidad real de cerrar el procedimiento a partir de exponer la última palabra.

Sobre el tratamiento de la reincidencia realizado por la DFSAI

- l) Petroperú, luego de hacer un análisis de los antecedentes y alcances normativos y doctrinarios de la figura jurídica de la reincidencia, indicó que esta es un criterio o circunstancia agravante que produce una sanción superior y más gravosa respecto de una inicial resolución sancionadora expresa y efectiva, la cual se configura en un segundo o tercer procesamiento sancionador a partir de dicha resolución.
- m) Asimismo, refirió que ella implica la revisión posterior de que estas sanciones se hayan presentado dentro de un periodo previamente establecido en una norma legal, mas no se presenta como un factor de agravación cuando no exista punición firme.⁶⁴
- n) A ello agregó que conforme está descrita la reincidencia en el artículo 2° del Decreto Legislativo N° 1272, en la actualidad no cabe confundir a la reincidencia con la repetición de hechos sancionables, pues de la redacción de dicho dispositivo resulta claro que la comparación debe hacerse entre sanciones firmes anteriores respecto a una nueva y similar que se pretende imponer al mismo sujeto activo.⁶⁵


⁶⁴ Al respecto, indicó que la figura de la reincidencia tiene una consistencia estricta y muy restrictiva, a partir de su origen penal. Asimismo, que en nuestro derecho sancionador más moderno, la reincidencia fue reconocida por primera vez en el literal el del numeral 3 del artículo 230° de la LPAG bajo el nombre de "repetición", y que con el artículo 2° del Decreto Legislativo N° 1272 se mejoró la redacción y la corrección dogmática del instituto de agravación.

Además, refirió que la reincidencia se sustenta en la intencionalidad o "mayor culpabilidad" del infractor que repite la conducta infractora previamente sancionada.


⁶⁵ Asimismo, refirió que el régimen especial del OEFA sobre la reincidencia quedó establecida por el legislador -de manera temporal- como un instituto de doble naturaleza. Ello debido a que con el numeral 19.1 de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental y el artículo 34° del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobado por Resolución N° 045-2015-OEFA-PCD esta se consideró como circunstancias agravantes. Y que con el artículo 19° de la Ley N° 30230 fue considerado como un concepto de excepción, el cual, de aparecer comprobado en un procedimiento específico sobre un administrado, impediría el ejercicio de la potestad sancionadora de la OEFA. Es decir, prevalecería la imposición de acciones orientadas a la prevención y corrección de la conducta infractora en materia ambiental.

- o) Sin embargo, la DFSAI al igual que en el Informe Final, realizó incorrectamente la instrucción de este procedimiento ordinario y lo agravó con la aplicación del supuesto de reincidencia a través de una comparación mecánica de los tipos infractores ambientales procesados en este procedimiento y en el recaído en el Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS.
- p) Ello, contravino lo establecido en el literal e) del numeral 3 del artículo 246° del actual TUO de la LPAG, el derogado artículo 19° de la Ley N° 30230, así como su Reglamento aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA-CD.
- q) Además, refirió que la reincidencia tiene supuestos taxativos que son transversales a todos los procedimientos administrativos sancionadores como el presente⁶⁶. Y que el artículo 19° de la Ley N° 30230 afirma la unificación de los siguientes requisitos para aplicar la reincidencia:
- (i) Los requisitos objetivo y subjetivo referidos a la plena identidad del sujeto activo y la similar naturaleza de la infracción posterior y anterior, aparecen claramente recogidos en las normas ambientales.
 - (ii) La necesidad de que exista una sanción previa.
- r) Al respecto, indicó que si bien el primer requisito podría considerarse cumplido hace falta la configuración del segundo requisito.
- s) Adicionalmente, refirió que la Ley N° 30230 generó un espacio de aplicación del principio de oportunidad el cual generó que la mayoría de procedimientos sancionadores iniciados por el OEFA durante su periodo de vigencia terminen con una resolución sin punición y en la que sólo se determinaría la responsabilidad sancionadora del infractor, como lo es el acto resolutorio recaído en el expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS que culminó con un acto de declaración de juicio y no establece una sanción efectiva respecto de los hechos fijados, la valoración de pruebas y los administrados responsables.
- t) En este punto refirió que dicha resolución no puede ser considerada como una sanción administrativa ya que no cuenta con efecto punitivo ni una función represiva en su contra, los cuales constituyen elementos básicos de sanciones.

⁶⁶

Al respecto, indicó que dichos supuestos son los siguientes:

- La identidad plena de la *naturaleza de* la infracción sancionada respecto de la segunda o nueva cometida por un determinado sujeto activo o administrado (requisito funcional u objetivo).
- Que sea el *mismo* sujeto activo sancionado por la comisión de la infracción inicial y la nueva y/o segunda por procesarse (requisito subjetivo)
- La necesidad de que exista una sanción previa, no basta la comisión de una infracción y su mera instrucción en un procedimiento sancionador.
- La resolución administrativa que contiene la efectiva sanción debe ser firme.
- Que la firmeza de la resolución sancionadora deba haberse ganado con anterioridad a la comisión de la nueva infracción.
- Un posible criterio temporal referido a un plazo máximo para permitir el despliegue de la reincidencia en la fase sancionadora de un concreto procedimiento, el cual debe ser computado entre la inicial resolución sancionadora firme y la posible imposición de la segunda o nueva sanción por el mismo tipo infractor.

- u) En este contexto, la reincidencia como causal de excepción al procedimiento establecido en dicha ley, fue regulada mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA-CD⁶⁷, la cual es aplicable a partir de que se presente y exista una inicial resolución firme que declare la existencia de responsabilidad administrativa sin imponer sanción.
- v) Al respecto, indicó que dicha interpretación afectaría su disposición legal de cobertura, el derecho de la presunción de inocencia reconocido en el literal e) del numeral 2.24 de la Constitución y el recientemente introducido literal e) numeral 3 del artículo 246 del TUO de la LPAG, este último debido a que ha omitido sus alcances.
- w) En esa línea, afirmó que dicho tipo de resolución, según el numeral 2.2 de la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA-CD, no puede ser usada para determinar la reincidencia, y menos puede iniciar la tramitación de un procedimiento sancionador ordinario. Ya que solo la aparición conjunta de los seis requisitos taxativos, permitirían la aplicación de la reincidencia como causal de exclusión del régimen de incentivos preceptuado en el artículo 19 de la Ley N° 30230.
- x) En conclusión, refirió que no se encuentra en un supuesto de reincidencia y corresponde que esta sala encause el procedimiento como excepcional. Además, afirmó que, desde el inicio del presente procedimiento, se han afectado las garantías mínimas, como el derecho al juez natural ya que el IFI y la resolución apelada resultan antijurídicos y lesivos al debido procedimiento y, por ende, toda la tramitación que se siguió se encuentra completamente viciada por temas de forma y la incorrecta aplicación de la reincidencia como elemento de agravación.

Cuestiones sobre las conductas infractoras imputadas

Conducta infractora N° 1

Sobre la aplicación de la Modificación del Impacto 19 del PAMA

- y) Petroperú alegó que la Modificación N° 19 de la Modificación del PAMA del ONP, no se aplica a todo el ONP sino solo a las válvulas de cruce de ríos, y que ello fue expuesto a la DFSAI, sin embargo, no lo analizó.
- z) Al respecto, indicó que en razón a que las válvulas están sumergidas o en contacto constante con el agua necesitan contar con medidas rigurosas y cuantificables para su mantenimiento a fin de evitar fallas y

67

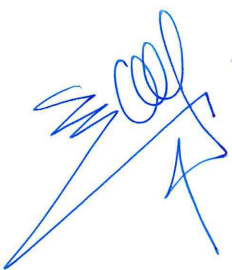
Al respecto, citó lo siguiente sobre dicha norma:

- La indicación de que "si se verifica la existencia de infracción administrativa en los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del tercer párrafo del Artículo 19 de la Ley No. 30230, se impondrá la multa que corresponda, sin reducción del 50% a que se refiere la primera oración de! tercer párrafo de dicho artículo, y sin perjuicio de que se ordenen las medidas correctivas a que hubiere lugar".
- La regla que indica que en "caso se acredite la existencia de infracción administrativa, pero el administrado ha revertido, remediado o compensado todos los impactos negativos generados por dicha conducta y, adicionalmente, no resulta pertinente el dictado de una medida correctiva, la Autoridad Decisora se limitará a declarar en la resolución respectiva la existencia de responsabilidad administrativa. Si dicha resolución adquiere firmeza, será tomada en cuenta para determinar la reincidencia, sin perjuicio de su inscripción en el Registro de Infractores Ambientales

potenciales accidentes. Y que no puede aplicarse a todos los componentes del oleoducto porque no presentan esa característica ya que no todos sus tramos se encuentran cerca, rozan o cruzan con ríos.

- aa) En esa línea, refirió que no es lógico ni razonable y que carece de sustento legal y técnico que se le exija la aplicación de dichas medidas a todo el oleoducto y se le sancione por ello.
- bb) Adicionalmente, refirió que también realiza el mantenimiento predictivo, preventivo y cuando corresponde, correctivo de todo el ONP, conforme al Plan Maestro y las actividades de mantenimiento establecidas en el PAMA del ONP (no de válvulas). Ello es reportado constantemente a Osinergmin y ha sido presentado a OEFA como medio probatorio.

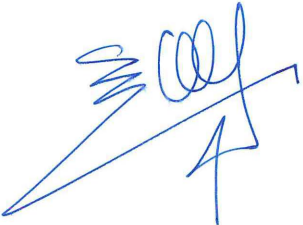
Con relación al derrame ocurrido en el Km. 440+781 del Tramo II del Oleoducto Nor Peruano

- cc) Respecto al extremo de la resolución apelada que indica que la causa de la ruptura del ducto se debió a la presencia de un proceso corrosivo de baja tensión, originado básicamente por su falta del mantenimiento, en combinación con su desplazamiento, Petroperú alegó que i) ésta fue originada por el proceso de corrosión de baja tensión –**SSC-Stress Corrosion Cracking**– (en adelante, **proceso SSC**) y ii) sí realizó las actividades de mantenimiento en el tramo afectado del Oleoducto. Sobre las actividades de mantenimiento realizadas por Petroperú en el tramo afectado del ONP.
- dd) El recurrente indicó que ejecutó las actividades de mantenimiento en el tramo afectado del Oleoducto, sin embargo, precisó que no está obligado a realizar todas las que están contenidas en la Modificación del PAMA del ONP.
- ee) Además, refirió que se basa en la predictibilidad de las amenazas e identifica sobre la base de las normas técnicas y las mejores prácticas de la industria, lo más relevante para implementar mantenimiento predictivo y, con los resultados de este, plantear las actividades de mantenimiento preventivo.
- ff)  Al respecto, señaló que realizó la inspección interna con el raspatabo calibrado de espesores (de tecnología MFL HR) en todo el Tramo II del Oleoducto (desde la Estación 5 al Terminal Bayovar), detección de deformaciones y sobretensiones (Geo –Inercial HR) que incluye al Km. 440+781. Para ello, mostró las acciones de mantenimiento preventivo producto de la evaluación de los resultados del paso del raspatabo desde el periodo 2015 a la actualidad⁶⁸.
- gg) Asimismo, indicó que el reporte de la Inspección 1LI MFL en los 212 kilómetros de tubería comprendidas entre la Estación 5 a 7 (Informe LIN SCAN) solo resume la lista de peligros de particularidades, para que sean evaluadas e intervenidas inmediatamente. Y que de la revisión del mismo se observa que ninguna de las 10 particularidades se encontraba cerca del tramo donde ocurrió el derrame de petróleo.

⁶⁸

Folios 4947 al 4951 y 6968 al 6972.

- hh) Además, presentó el Reporte Final para la Inspección en Línea del Tramo II del Oleoducto (Estación 5 a Estación 7 - Km. 306+108 al Km. 518+553), elaborado por LIN SCAN el 16 de diciembre de 2016⁶⁹, en el cual se reitera que el Km. 440+781 (la cual se denomina "Km. 441+108" en el Reporte) no forma parte del listado de peligro de defectos de Tramo II.
- ii) En esa línea, conforme a los resultados obtenidos de la inspección del raspatubo inteligente, concluyó que la falla no se debió a un problema de corrosión, ya que en el Km. 440+781 no existió ninguna particularidad que pudiera afectar la integridad de la tubería.
- jj) Asimismo, sobre la desestimación del Informe LIN SCAN realizado por la DFSAI por no ser un medio probatorio idóneo, refirió que dicha postura es incorrecta toda vez que la inspección en los 212.48 km de tubería comprendidos entre la Estación 5 a Estación 7 del ONP se muestra la lista de peligros de particularidades de ciertas progresivas del Tramo II, relacionadas a pérdida de espesor, que debían ser evaluadas en campo y de ser el caso, atendidas inmediatamente⁷⁰. Asimismo, refirió que en los Kilómetros 496+622.623 y 504+089.053, muestran una pérdida de espesor de 76% y 58%, respectivamente.
- kk) Por otro lado, respecto al extremo de la resolución apelada que indica que con la inspección geométrica ejecutada en el 2012, él conocía de la existencia de condiciones de riesgo geológico la cual podría traer malformaciones o fisuras en el ONP, Petroperú indicó que ello es incorrecto debido a que de los resultados de dicha corrida se determinó que en la progresiva 440+781 no presentaba deformaciones geométricas, ya que dicha herramienta no detecta cambios de trazo, grietas ni fisuras en la línea⁷¹.
- ll) Al respecto, indicó que la herramienta que sí detecta los cambios en el trazo de la tubería es el raspatubo con los sensores de navegación inercial, en consideración a ello precisó lo siguiente:

- 
- El 15 de abril de 2013, con el *Procedimiento para Determinar Prioridad de Atención de Sectores con Movimiento en el Tramo II del ONP*⁷², se determinó, a partir de los resultados de la inspección hecha con dicha herramienta del año 2012, que la zona del km 440 representa una zona de bajo riesgo mecánico para la tubería por movimiento de terreno.
 - El Informe Técnico MAN4-IN-037-2016, denominado "Estudio de Deflexión de la Tubería del Tramo II del Oleoducto Nor Peruano - Km. 441" arriba a la misma conclusión⁷³.

mm) Ello significaría que los esfuerzos sometidos por el movimiento

⁶⁹ Folios 5263 al 5305.

⁷⁰ Folio 6972 y del 7036 al 7060.

⁷¹ Folio 6974.

⁷² Folios 5094 al 5106.

⁷³ Folios del 5107 al 5117.

geodinámico no son suficiente para producir una rotura en la tubería.

- nn) Asimismo, refirió que de la comparación efectuada entre el paso de las ILLs en el año 2012 y 2015, se observa que i) la ubicación de la tubería durante dichos años es la misma, ii) la existencia de ligeras diferencias que están dentro de la precisión de las herramientas empleadas, y que la magnitud de esta diferencia, medida en dos cordones circunferenciales ubicados antes de la fisura y dos cordones circunferenciales después de la fisura, es de 21 cm y 0.03 cm, valores que evidencian la imposibilidad que sean detectados durante las inspecciones⁷⁴.
- oo) En ese sentido, concluyó que, al no existir movimiento en la tubería en un periodo de 3 años, el esfuerzo en la tubería no se ha incrementado por acción externa, por lo que la condición de riesgo para la integridad del ducto no era identificable.
- pp) Adicionalmente a ello, respecto a la falta de revestimiento del ducto la cual habría generado una mayor exposición a los agentes corrosivos, Petroperú indicó que la tubería sí contaba con revestimiento, al momento de ocurrido el derrame de petróleo.⁷⁵ Ello lo sustentó con lo siguiente:
- Plano N° AL-142⁷⁶, correspondiente al sector comprendido entre el Km 440+500 al Km 454+600 –tramo que comprende al km. 440+781- el cual evidencia que el tipo de recubrimiento está conformado por dos capas: (i) Recubrimiento Interior; Cinta Polietil Negra de 0.5 mm de espesor (Primera Capa) y (ii) Recubrimiento Exterior: Cinta Polietil Blanca de 0.6 mm de espesor (Segunda Capa).
 - Fotografías en las que se observa, entre otros, el retiro de la cinta blanca a fin de poder inspeccionar la tubería en todo el sector de falla para descartar la existencia de otra zona con fisuras. Asimismo, refirió que el personal del OEFA visitó la zona y observó la existencia del recubrimiento, así como las actividades de retiro de la tubería.
- qq) En consideración a lo expuesto, rechazó que la corrosión haya sido la causa de la falla en la progresiva en cuestión; ya que la falla se debió al proceso SSC conforme lo sustenta un Informe de un laboratorio acreditado.

Sobre el proceso de corrosión de baja tensión como causa del derrame

- rr) Alegó que la causa que originó el derrame de petróleo fue un proceso conocido como proceso de corrosión de baja tensión (**SSC-Stress Corrosion Cracking**), generado por las impredecibles lluvias por el Fenómeno del Niño las cuales provocaron desplazamientos y no la falta de mantenimiento imputada por DFSAI.

- ss) Al respecto, el administrado refirió que presentó medios probatorios

⁷⁴ Folios 4952 y 4953.

⁷⁵ Al respecto, el administrado presentó las fotografías contenidas en los folios del 4954 al 4957.

⁷⁶ Folio 5119.

objetivos⁷⁷; sin embargo, la primera instancia solo se basó en fotografías y en una inspección visual no especializada, los cuales son insuficientes para declarar su responsabilidad administrativa.

tt) Dicho sustento fue reconocido por Osinergmin en la Resolución N° 2674-2017-OS/DSHL, del 21 de diciembre de 2017⁷⁸, la cual indica lo siguiente:

5.5. En ese sentido, considerando la información remitida por el operador, se observa que la causa que originó el siniestro no proviene de procesos corrosivos en la parte externa ni en la interna de la pared del ducto, también se ha descartado defectos en el material de oleoducto e ineficiencia del sistema de protección catódica en el sector afectado.⁷⁹

uu) Complementariamente a ello, indicó que, de la evaluación de los resultados de la inspección del revestimiento, el monitoreo del sistema de protección catódica y los registros de corrida ILI 2003, dicho organismo concluyó que no existe argumento técnico que sustente que la falla haya sido originada por corrosión interna o externa.

vv) Además, refirió que la corrosión interna o externa son distintos al Stress Corrosion Cracking, pues provienen siempre de una negligencia de mantenimiento del operador, lo cual afecta la integridad de la infraestructura del transporte.

ww) A ello acotó que el derrame fue originado por causas naturales ajenas a él, en específico, el deslizamiento que sobretensionó la tubería, el cual fue producido por los siguientes hechos naturales comprobados por Osinergmin: (i) la topografía relativamente accidentada de la zona; (ii) las depresiones sin drenaje; (iii) las continuas e intensas precipitaciones pluviales que provocaron la acumulación de cuerpos de agua estancos que terminaron por saturar los suelos por infiltración⁸⁰.

⁷⁷ Presentó los siguientes medios probatorios: i) el Informe Técnico de Inspección de Reforzamiento del Oleoducto, elaborado por ATAC S.A.C; ii) Informe de Peritaje elaborado por el Colegio de Ingenieros del Perú; iii) Informe de Análisis de Falla del Segmento de Tubería de la Progresiva km 440+781 del Tramo II del ONP" preparado por SNC Lavalin; iv) Revisión del tramo afectado por parte del laboratorio Element Materials Technology – EMT; (v) Resolución de Osinergmin N° 2674-2017-OS/DSHL; y vi) Resolución de la DFSAI recaída en el Expediente N° 445-2017-0EFNDFSAI/PAS.

⁷⁸ Al respecto, el administrado precisó que los presuntos incumplimientos imputados por Osinergmin son los siguientes:

No.	Presunto incumplimiento	Sanción aplicable
1.	No cumplir con implementar un programa de monitoreo y evaluación con la finalidad de prevenir fallas en las zonas críticas propensas a desplazamiento de terreno del Tramo II del ONP.	3,200 UIT Suspensión temporal de actividades
2.	No contar con un Plan de Contingencias que cumpla con las disposiciones exigidas en la normatividad vigente.	1,000 UIT
3.	No cumplir con remitir la información indicada en la normativa vigente, requerida por OSINERGMIN	1 a 50 UIT

Folio 6963.

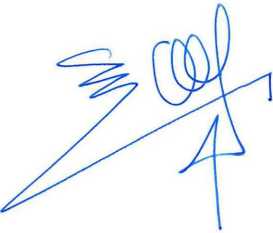
⁷⁹ Folio 5252.

⁸⁰ Al respecto, indicó que tal y como lo ha reconocido la consultora SNC Lavalin, según el informe elaborado por la misma, este tipo de suelo al saturarse de agua disminuye su cohesión, afectándose adicionalmente por la deforestación de la ladera y siembra, originando el movimiento en masa del suelo contiguo al

- xx) Asimismo, refirió que Osinergmin en su Informe Final de Instrucción N° DSHL 1973-2017, indicó lo siguiente:

Las causas que generaron el derrame del 25 de enero del 2016 provienen de factores ocasionados por acción humana (deforestación gradual del terreno natural circundante, incluso fuera del derecho de vía, exponiendo el área a erosión y deslizamiento) y causas de origen natural no previstas (intensidad inusual de las lluvias por el Fenómeno de El Niño en el año 2016), que provocaron el desplazamiento del sector del oleoducto ubicado en el Km 440+781, incrementando el esfuerzo longitudinal en magnitudes superiores al límite elástico del material y produciendo la fractura circunferencial del oleoducto. En tal sentido, la información proporcionada por Petroperú y la evaluación del mismo, desvirtúa la imputación material del análisis; por lo que corresponde archivar el presunto incumplimiento N° 1 del presente procedimiento sancionador.

- yy) En este punto, refirió que el hecho que causó la falla en este caso constituyó un hecho fortuito, calificado incluso como un desastre natural por los peritos del Colegio de Ingenieros del Perú que prepararon un informe para Petroperú con miras a encontrar la causa de la falla; y considerando que el régimen de responsabilidad ambiental presupone que el causante de un daño ambiental asuma su responsabilidad, el TFA deberá aplicar el literal a) del numeral 1 del artículo 255 del TUO de la LPAG y eximirlo de responsabilidad administrativa.
- zz) Asimismo, alegó que lo expuesto demostraría que, para Osinergmin, Petroperú no realizó ninguna acción u omisión punible que le sea imputada por una supuesta falta de mantenimiento; por lo que las omisiones imputadas por la DFSAI no fueron los causantes del derrame.
- aaa) Además, indicó que se deben revisar las siguientes partes del Expediente N° 201600011470⁸¹ de Osinergmin:

- 
- Informe P171-INF-082 del 14 de diciembre de 2017, emitido por Tecnología Total S.A.C: Comentarios al informe del análisis de falla de la fuga en la progresiva km 440+781 del Tramo II del ONP (numerales 5.1, 5.3, y 6)⁸².
 - Informe Final de Instrucción DSHL-1973-2017 (numerales 5.5, 5.6)⁸³

- bbb) Finalmente, el administrado alegó que las competencias administrativas y fines de interés públicos distintos entre Osinergmin y OEFA no pueden llevar a que la valoración de los mismos hechos obtengan soluciones y respuestas completamente distintas, pues en ambos casos se está ante datos de ingeniería de ductos que resultan siempre exactos y no ante

Oleoducto, transmitiendo fuerzas de empuje, generando esfuerzos de tensión y posterior falla en el material de las paredes de la tubería.
Anexo 1 de la ampliación.



⁸¹ Anexo 2 de la ampliación.

⁸² Folios 424 al 433 del Expediente N° 201600011470.

⁸³ Folios 440 al 434 del Expediente N° 201600011470.

materias interpretables o que merezcan opiniones distintas, ya que se evalúa si la corrosión del ducto existe, si falta protección catódica del Oleoducto, y el motivo de las fallas de la tubería en los dos derrames.

- ccc) En consideración a ello, señaló que el tribunal no puede permitir que el presente procedimiento no tenga correlato con la decisión y fundamentos de Osinergmin ya que los hechos analizados son los mismos. Asimismo, exigió una efectiva acción de control jurídico y técnico sobre la resolución apelada a partir del contraste de fundamentos.⁸⁴
- ddd) Finalmente, se pregunta si es jurídicamente posible convalidar un acto sancionador que por los mismos hechos, circunstancias v sujeto activo tiene un acto de archivo de parte de una entidad administrativa con la que se comparten roles competenciales.

Sobre el Expediente N° 445-2017-OEFA/DFSAI/PAS, como antecedente aplicable al presente caso

- eee) El recurrente indicó que con el Expediente N° 445-2017-OEFA/DFSAI/PAS –el cual es un antecedente aplicable- la DFSAI revocó la conducta infractora referida a no realizar acciones de mantenimiento establecidas en el PAMA, toda vez que demostró que i) realizó la inspección interna con el paso del instrumento inteligente, conforme al PAMA, ii) no se detectó pérdida de metal en el punto donde ocurrió la emergencia ambiental y iii) la falla se debió al proceso *Stress Corrosion Cracking*, y no a la ausencia de acciones de mantenimiento del Oleoducto, de acuerdo al PAMA.
- fff) Al respecto, refirió que la DFSAI tomó en cuenta la posición de Osinergmin en el procedimiento seguido por los mismos hechos, consistente en que la falla del ducto se debió al proceso *Stress Corrosion Cracking*.

Con relación al derrame ocurrido en el Km. 206+035 del Ramal Norte del ONP

- ggg) Petroperú indicó que en el Informe Técnico de Análisis de Falla elaborado por la empresa MCC Technology, se evidenció un curso de agua perpendicular al eje de la tubería en el punto de falla, lo que generó el desgaste por las partículas abrasivas contenidas⁸⁵.
- hhh) Al respecto, a fin de representar el fenómeno de abrasión que causó la rotura del oleoducto, presentó un reporte de los aspectos físicos del área del km. 206+035⁸⁶, que describe a nivel general los aspectos físicos de hidrografía, geomorfología, relieve, geología y estratigrafía presentes en el entorno al km. 206+035 del Ramal Norte.

⁸⁴ Al respecto, refirió que al estar en juego la seguridad jurídica misma del régimen sancionador ambiental, el tribunal debería pedir el testimonio escrito de los funcionarios competentes de la Gerencia de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos del OSINERGMIN sobre sus decisiones exculporias de responsabilidad sancionadora a favor de Petroperú, principalmente en sus conclusiones técnicas respecto a los deberes de mantenimiento periódico de la infraestructura repetidamente mencionada.

⁸⁵ Para reconfirmar dicho análisis sobre el proceso abrasivo presentó otro informe.

⁸⁶ Folios 5127 al 5131.

iii) Asimismo, indicó que la consultora SNC Lavalin a través de un informe⁸⁷ ha confirmado que la ruptura fue causada por desgaste abrasivo del espesor de la pared de la tubería, y que se ha verificado lo siguiente:

- El efecto de abrasión de la tubería fue ocasionado por un evento de venida repentina del drenaje natural que se cruza con el Ramal Norte, originada por precipitaciones torrenciales en el área.
- Esta fuerte escorrentería de agua trajo consigo la venida de areniscas semi consolidadas y arenas provenientes de la parte alta de la cordillera y planicie, las cuales fueron fácilmente erosionadas y arrastradas por las fuerzas de la corriente.
- Este material particulado fue transportado por el curso de agua a gran velocidad, impactando y desgastando por abrasión el segmento de tubería en cuestión.

jjj) Por otro lado, refirió que Osinergmin con la Resolución N° 2695-2017-OS/DSHL⁸⁸, reconoció que la causa que originó el siniestro no proviene de procesos corrosivos en la parte externa ni interna de la pared del ducto, sino que la falla de este tramo deriva de un proceso abrasivo de origen natural –lo cual fue establecido por una pericia técnica-. Y que en razón a ello, archivó el procedimiento sancionador sin declarar su responsabilidad. En este punto reitero xxx de la presente resolución.

kkk) A ello acotó que Osinergmin, en el Informe Final de Instrucción N° 1979-2017, indicó lo siguiente:

Al respecto, considerando la información remitida por el operador se observa que la causa que originó el siniestro no proviene de procesos corrosivos en la parte externa ni en la interna de la pared del ducto, también se ha descartado defectos en el material de oleoducto e ineficiencia del sistema de protección catódica en el sector afectado. La falla de este tramo deriva de un proceso abrasivo provocado por una corriente de agua que arrastra el material del suelo adyacente, el cual cuza el derecho de vía del ducto, removiendo progresivamente el

⁸⁷ Folios 5882 al 5914.

⁸⁸ Folios 5132 al 5137.

Al respecto, indicó que Osinergmin le imputó los siguientes incumplimientos:

No.	Presunto incumplimiento	Sancción aplicable
1.	No proteger la superficie metálica de la tubería de la corrosión exterior en el Ramal Norte del Oleoducto Nor Peruano, incluyendo a la zona afectada, mediante el revestimiento de la superficie y la protección catódica	Multa de hasta 250 UIT / Comiso de Bienes / Suspensión Temporal de Actividades / Suspensión Definitiva de Actividades
2.	No implementar una política de control de corrosión interna a través de la inspección con raspapubo inteligente en el Tramo del Ramal Norte el Oleoducto Nor Peruano	Multa de hasta 3200 UIT / Suspensión Temporal de Actividades
3.	No realizar la inspección por pérdida de espesor en el Ramal Norte, la cual estaba programada en el Plan de Mantenimiento del año 2015	Multa de hasta 3200 UIT / Suspensión Temporal de Actividades
4.	No cumplir con presentar la información solicitada por OSINERGMIN, la cual estaba relacionada a las causas que originaron la rotura de la tubería del Ramal Norte del Oleoducto Nor Peruano el 2 de febrero de 2016	Multa de 1 a 50 UIT

Folio 6965.

revestimiento en la parte superior del ducto, e inclusive, desgastó el espesor de este tramo, sometiendo al oleoducto a esfuerzos superiores al límite elástico del material, dado la reducción del espesor, hasta producirse la ruptura longitudinal producto de la presión interna del bombeo.⁸⁹

III) Además, precisó que se deben revisar las siguientes partes del Expediente N° 201600017532⁹⁰ de Osinergmin:

- Informe N° P171-INF-083 del 12 de diciembre de 2017: Comentarios al informe de análisis de falla de la fuga en la progresiva km. 206+035 del Ramal Norte del ONP (numeral 6).
- Informe Final de Instrucción N° 1979-2017 del 18 de diciembre del 2017 (numerales 5.2, 5.3 y 5.4)

mmm) De lo expuesto, concluyó que sí realizó las actividades de mantenimiento en el tramo afectado del Oleoducto, para ello mostró los trabajos de mantenimiento e inspección realizados desde el 2015 a la actualidad en el tramo bajo discusión, así como los resultados de la inspección de anomalías geométricas como producto de la inspección interna con raspatabo geométrico⁹¹; siendo los siguientes:

- Servicio de supervisión y verificación del mantenimiento de válvulas del ORN y Tramo I.
- Servicio de apoyo en la determinación de las Centros Poblados para la ejecución del roce y limpieza del Tramo I y ORN.
- Servicio de repotenciación de la protección catódica de cruces de ríos en Ramal Norte.
- Levantamiento Topobatimétrico cruces de ríos Sector Oriente Tramo I, ONP y ORN.
- Servicio de roce y limpieza de vegetación del Derecho de Vía desde el Km. 125+650 al Km. 166+293 del Tramo ORN.
- Servicio de Mantenimiento Correctivo del Recubrimiento de 6 Progresivas del ORN (Resultados con CIPS - DCVG: Km 69+252, Km 70+538, Km 70+481, Km 72+985, Km 72+926, Km 73+814, km 75+043 y Km 74+089)
- Intervención de 16 sectores de tubería para reforzamiento.

nnn) Finalmente, el administrado refirió que presentó medios probatorios objetivos⁹²; sin embargo, la primera instancia solo se basó en fotografías y en una inspección visual no especializada, los cuales son insuficientes para declarar su responsabilidad administrativa.

⁸⁹ Folio 5257.

⁹⁰ Folios 5915 al 6849.

⁹¹ Folios 39 y 6995 al 7035.

⁹² Presentó los siguientes medios probatorios: i) Informe Análisis de la Falla preparado por MCC Technology S.A.C., ii) Informe de inspección: Medición de espesores elaborado por ATAC S.A.C., iii) Informe "Análisis de Falla del Segmento de Tubería de la Progresiva Km. 206+035 del Ramal Norte del ONP" elaborado por SNC Lavalin, iv) Revisión del tramo afectado por parte del laboratorio Element Materials Technology – EMT y v) Resolución de Osinergmin N° 2695-2017-OS/DSHL.

Respecto a la conducta infractora N° 2

Sobre la aplicación del tipo infractor

- ooo) Petroperú alegó que en el presente procedimiento se está utilizando un tipo infractor inexistente en el vigente régimen sancionador ambiental y que la DFSAI lo justifica de manera antijurídica.
- ppp) Al respecto, indicó que el numeral 2.3 de la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD sirve para procesar incumplimientos a los deberes de prevención que hubieran permitido evitar un incidente o emergencia ambiental y no contempla el hecho de generar daños a la flora, fauna, salud y vida humana, como lo indica la Resolución Subdirectorial N° 196-2016-OEFA/DFSAI/SDI y la resolución apelada. Con ello se ha vulnerado la prohibición del uso de la interpretación extensiva⁹³.
- qqq) En esa línea, refirió que solo correspondería que se les sancione en caso se demostrara que hubo dolo y negligencia en no adoptar medidas de prevención para evitar la ocurrencia de un incidente o emergencia, situaciones que son competencia de Osinergmin por ser un tema de seguridad en las instalaciones.
- rrr) Asimismo, refirió que la DFSAI pretende amparar su accionar señalando que no se le procesó y sancionó por la ocurrencia de daños reales, sino sólo por "daños", sin embargo, se basa en la probanza de lesiones efectivas y reales a la flora, fauna y la salud individual de las personas. Y que pretende "subsanan" dicho error mediante la aplicación del concurso de infracciones; sin embargo, no es válido realizar un concurso sobre una infracción no existente, pues no está tipificada.
- sss) En ese sentido, solicitó que se declare la nulidad de la resolución apelada en tanto la DFSAI afectó la tipicidad, taxatividad y el debido procedimiento. Por lo que debería imputarse correctamente los cargos infractores dentro de los estrictos márgenes preceptuados en la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD.

Con relación a la afectación de la flora y fauna

- ttt) El recurrente reconoció que el derrame de petróleo ocurrido en el kilómetro 440+781 del Tramo II y 206+035 del Ramal Norte del ONP causó ciertos impactos negativos a la flora y fauna circundante a la zona del derrame; sin embargo, ello no fue grave, permanente ni irreversible. Asimismo, indicó que en consideración a dichos impactos cumplió con limpiar y remediar el área afectada.

⁹³ Preciso que la interpretación extensiva antijurídica consiste en quebrar la predeterminación legible y lógica del supuesto normativo, generando imprevisibilidad y el irrespeto completo del "significado posible de las palabras de la norma."

Respecto al daño la fauna

- uuu) Petroperú indicó que se debe considerar que para generar un daño real a la fauna a nivel de individuos, se debe afectar la estructura de una población, grupo de individuos compuesto de diferentes edades y sexo.
- vvv) En esa línea, refirió sobre el kilómetro 440+781 del Tramo II, que la afectación de individuos puntuales no genera un daño a la fauna silvestre a nivel estructural y de función en el ecosistema, pues para que ello se produzca, el impacto debería ser de una mayor magnitud en extensión, y de naturaleza persistente, lo cual no ocurrió.
- www) Asimismo, sobre el kilómetro 206+035 del Ramal Norte del ONP, los resultados de las evaluaciones de biota acuática no evidenciaron un daño real a nivel poblacional o de la comunidad de peces en el ecosistema, toda vez que el daño ocurrió a nivel de individuos sin alterar la composición de la población.
- xxx) A ello acotó que una alteración en la calidad del agua en un ambiente puede modificar la cadena trófica del mismo, y esto se debería haber evidenciado en el análisis de los individuos que se encuentran en los niveles tróficos más altos, como los peces; sin embargo, ello no ocurrió.
- yyy) Además, precisó que la afectación de los individuos de una o más especies de herpetofauna, sobretodo anfibios y serpientes por su baja movilidad, y entomofauna terrestre, presentan mayor vulnerabilidad frente a eventos como derrames de petróleo. Sin embargo, la afectación de individuos de acuerdo al informe, no representa un daño real a la población o las comunidades de fauna típicas del ecosistema de terrazas altas y bosques inundables presente en la parte de la quebrada Cashacaño.

Respecto al daño a la flora

zzz) Petroperú basado en el literal d) del numeral 22.2 del artículo 22° de la Ley del Sinefa, refirió que el daño real a la flora es todo el daño concreto que se ha realizado a las plantas en el área del derrame del crudo, principalmente las especies herbáceas, arbustivas y en pequeña porción los árboles en determinadas áreas circunscritas al evento.

aaaa) Sin embargo, conforme la evaluación espacial y el levantamiento topográfico proporcionado por la empresa LAMOR posterior a las labores de limpieza en cada uno de los eventos, se confirma que la afectación a la flora y fauna, se restringe a las áreas de impacto directo por el derrame y, no a todo el distrito de Imaza y Morona. Lo cual no ha producido un detrimento, pérdida a nivel poblacional ni estructural, sino que se trata de una modificación temporal en las especies involucradas.

bbbb) Al respecto, se sustentó en lo siguiente:

- El derrame ocurrió en un área reducida y que se trata de especies cuyo riesgo de extinción no ha vista afectado.
- El impacto no ha causado un perjuicio ni alteración de las poblaciones de especies vegetales, debido a que se dio de áreas y tiempo limitado.

- Las especies de flora presentes en los márgenes de la quebrada Inayo, son recuperables debido a sus ciclos de regeneración natural.
- La erosión observada en quebradas y márgenes del río es propia de la dinámica de los ríos amazónicos y de las excesivas precipitaciones que se produce en la zona.

Con relación al cálculo de la multa

cccc) Petroperú indicó sobre la aplicación de la Transferencia de Beneficios realizada por la DFSAI, que su elección carece de rigor técnico y que si bien tuvo la posibilidad de recopilar información abiótica y biótica, no lo hizo para los temas socioeconómicos, para una mejor estimación de la valorización económica de impactos. Además, refirió que dicha técnica presenta las siguientes debilidades para el presente caso:

- (i) La precisión en las estimaciones depende directamente de la rigurosidad en la aplicación del método de valoración económica en el estudio primario y de los ajustes metodológicos aplicados. Sin embargo, la Resolución de Sanción es omisa respecto a este supuesto.
- (ii) Los valores estimados se aproximan a aquellos que obtendríamos si se realiza un estudio original. No está evidenciado que así sea, especialmente teniendo en cuenta que no se hace un análisis demográfico, económico y social de las condiciones entre el lugar del estudio y el lugar de política.
- (iii) Las pruebas de validez y fiabilidad de la Transferencia de Beneficios evalúan la precisión de la transferencia usando test estadísticos (validez) y error de transferencia (fiabilidad). No se han encontrado en la Resolución de Sanción.

dddd) Además, refirió la primera instancia ha omitido y confundido los siguientes elementos que son necesarios para determinar la afectación: i) el área de influencia, ii) la severidad del impacto y iii) la cantidad de población potencialmente afectada para cada evento.

eeee) Por otro lado, respecto a la información considerada para el cálculo de la multa de la presente imputación, indicó que la valoración económica del impacto ambiental es susceptible de ser abordada desde múltiples metodologías, cuyo valor del daño opera bajo una perspectiva antropocéntrica⁹⁴.

ffff) Al respecto, refirió que esta evaluación está ligada a dos aspectos determinantes: (i) alcances en términos de espacio-temporalidad de los impactos susceptibles de ser cuantificados, y (ii) la cantidad de individuos afectados por la pérdida de bienestar.

gggg) En esa línea, a fin de determinar el contexto de interrelación, realizó un proceso de evaluación "ad hoc", que incluyó la caracterización

⁹⁴ Al respecto, precisó que todas parten del valor que adscribe el ser humano a los servicios ecosistémicos y el impacto que su afectación ocasiona sobre el bienestar humano. La metodología de precios de mercado uso directo) es la más extendida y consensuada.

Agregó que de acuerdo a la Guía de Valoración Económica del Patrimonio Natural (Resolución Ministerial N° 409-2014-MINAM), "el valor económico es un valor antropocéntrico, relativo e instrumental, establecido en unidades monetarias que se basa en las preferencias individuales de las personas. El valor económico es el bienestar que se genera a partir de la interacción del sujeto (individuo o sociedad) y el objeto (bien o servicio) en el contexto donde se realiza esta interrelación."

fisicoquímica y biológica, así como la caracterización socioeconómica de las comunidades locales y sus zonas de uso de recursos naturales, de las áreas de influencia de los eventos, con la finalidad de identificar y evaluar los potenciales impactos a componentes relevantes.

hhhh) Además, sobre la metodología de Casey⁹⁵, aplicada por la DFSAI, indicó que para el cálculo del valor de no uso de los servicios ecosistémicos, ciertos elementos de la aplicación de la misma no son comparables con el contexto en que ocurrieron los derrames y por ende son cuestionables.

iiii) Sobre ello, indicó que la DFSAI para calcular dicho valor tomó como referencia a la población total de los distritos (medido en número de familias); sin embargo, sus argumentos parten de una evaluación cuyos principales objetivos fueron la determinación del ámbito de influencia de los eventos, las características de los componentes ambientales involucrados que se vieron afectados, y su incidencia en el cambio de bienestar de la población afectada. En este sentido, presenta el área de influencia directa de cada evento.

jjjj) Además, refirió que la primera instancia a partir del estudio de Casey, estimó el valor del impacto directo del cambio ambiental (...)"'. Por lo tanto, el considerar la afectación de la población total de cada distrito involucrado sobreestimó las afectaciones ocasionadas por los derrames.

kkkk) A ello agregó que la afectación directa de los derrames se circunscribe al área de influencia directa, y en algunos casos, el uso de recursos naturales afectados se extiende al área de influencia indirecta local (localidades contiguas), pero en ningún caso abarca al distrito en su totalidad. Si bien es posible estimar un valor del daño ambiental, se debe así considerar a la población del área de impacto directo.

llll) Asimismo, respecto al extremo de la resolución que indica que: "Dada la afectación a la flora y fauna, la población dejará de percibir diferentes servicios ecosistémicos, por lo cual su bienestar se verá reducido hasta que éstos puedan recuperarse...", Petroperú alegó que ello puede aplicarse en los servicios ecosistémicos que brindan a la población con una relación al área de impacto directo de cada evento, puesto que serían las poblaciones posiblemente afectadas por el cambio de uso de sus recursos naturales en dicha área.

mmmm) Adicionó a ello que se requiere de información primaria de las poblaciones para bajar el nivel de incertidumbre y poder concluir que su bienestar se ha visto afectado, así como establecer un área de afectación la cual tendría sentido considerar en el cálculo del número de familias afectadas.

nnnn) En ese sentido, refirió que la valoración económica del daño ambiental del presente caso se enfoca en aquellos servicios ambientales que se atribuyen exclusivamente a valores de no uso"; sin embargo, preciso que si el OEFA no cuenta con información primaria del área de influencia del

⁹⁵ Al respecto, refirió que el estudio desarrollado por Casey, tuvo como objetivo estimar valores de no uso, los cuales resultan subjetivos por definición y en consecuencia generan una alta incertidumbre en la estimación del valor del daño ambiental.

evento ni con información de base previa al derrame, no es posible afirmar que el ecosistema comprendido en dicha área es una fuente de gran cantidad de bienes y servicios ambientales.

oooo) Además, refirió que la DFSAI presenta una valoración económica del daño ambiental enfocado en aquellos servicios ambientales que se atribuyen exclusivamente a valores de no uso (valor de legado, valor altruista y valor de existencia), que representan variables subjetivas y por lo tanto generan una alta incertidumbre en su estimación.

pppp) Adicionalmente, refirió que del análisis realizado, resulta el mismo valor DAA para ambos eventos analizados por simplicidad, sin embargo cada uno de ellos tiene sus particularidades como escenarios de impacto.

qqqq) Asimismo, indicó que el cálculo de valoración económica del daño ambiental debería considerar el número de familias del área de influencia directa conforme establecidas por el mismo OEFA, es decir 793 familias en el caso del Km 440+781 y 492 familias para el caso del Km 206+035. Sin embargo, se evidencia una discrepancia entre los conceptos usados por la metodología defendida por el OEFA y la finalmente aplicada en las valoraciones económicas del daño en análisis.

rrrr) Finalmente, refirió que en abril de 2016 realizó una caracterización social en campo de las áreas de influencia directa e indirecta del derrame. Los conceptos de área de influencia directa (AID) y área de influencia indirecta (AII) no son definidos en la resolución apelada por lo que los definió de acuerdo a unos criterios⁹⁶.

96

Área de Influencia	Km 440		Km 206	
	Criterios de Definición	Poblaciones	Criterios de Definición	Poblaciones
AID	Áreas de superficie de Centros Poblados o Comunidades Nativas por donde discurrió el crudo.	Centros Poblados Inayo y Villa Hermosa.	Áreas de superficie de Centros Poblados o Comunidades Nativas por donde discurrió el crudo.	Comunidad Nativa Mayuriaga.
AII	Información de los instrumentos legales DS 014-2016/PCM y RD 020-2016/DIGESA, del organismo público Red de Salud de Bagua, información primaria recopilada en entrevistas a las federaciones OCAAM (Organización Central de las Comunidades Awajún del Alto Marañón) y CLAAP (Comunidades Indígenas de la Amazonía Peruana) y acciones sociales y operativas llevadas a cabo por	Centros Poblados Chiriaco, Nuevo Horizonte, Puerto Pacuy y Suwikai y las Comunidades Nativas Wachapea, Pakun, Nazareth (centro) (también identificada como Nuevo Progreso), Chipe, Wachins, Temashnum, Yangunga, La Curva, Epemimu, Yamayakat y San Ramón.	Información de los instrumentos legales DS 012-2016/PCM y DS 016-2016/PCM.	Centros Poblados San Francisco, Copacabana, Antena 4, Puerto América, Puerto Libre, Luz del Oriente, Dos Hermanos, Nueva Unión, Copales Unidos, Puerto Alegría y Tierra Blanca, y las Comunidades Nativas Nuevo San Martín, Santa Rosa del Marañón, Nuevo Milagro, San José de Paragua (también identificada como Paragua Viejo), Nuevo Paragua, Bancal Yamakai, Vista Alegre Nueva Vida, Santa Rosa (también identificada como Nuevo Porvenir).

ssss) Además, el administrado refirió que se ha considerado como daño ambiental transferible al caso de Imaza y Morona, el valor máximo de los rangos que arroja el estudio de Casey, sin embargo, no se sustentan los criterios y el contexto económico que determina que el valor máximo de un estudio experimental pueda ser la variable exacta a ser transferida para el cálculo final del valor económico del daño ambiental para ambos derrames⁹⁷.

tttt) Asimismo, refirió que con la información oficial del número de familias se debe configurar esta variable como un factor de ajuste en aplicación de la fórmula para determinar la multa, toda vez que el número de familias afectadas son:

Entidad	Km 440	Km 206
OEFA	4840	2817
PCM	1190 (11 localidades) (Estimado de familias por PCM y DIGESA)	494 (16 localidades) 183 (6 localidades)

uuuu) En esa línea solicitó que se replanteara los valores de cantidad de familias y valores del daño ambiental utilizados en el cálculo de la multa de ambos eventos, pues estos consideran el 100% de habitantes de ambos distritos y el máximo valor del daño ambiental, sin considerar el real valor del daño ambiental generada en campo y recogida por la PCM en las Declaratorias de Emergencia Ambiental, de la cual OEFA participó en su elaboración.

Con relación a la afectación de la salud y vida de las personas

vvvv) Petroperú indicó que la DFSAI no ha demostrado de manera fehaciente y objetiva que el bienestar, desarrollo y salud de las comunidades se ha visto afectado de manera grave y significativa debido a los derrames de

	PETROPERÚ con las localidades.			
--	--------------------------------	--	--	--

Fuente: Elaborado por ERM a partir del Informe Final de Cierre de Actividades (Km 440+781), ERM, 2017 (informe sometido al OEFA) Folio 4966

97

Caso Manaos (Casey) SITIO DE ESTUDIO	Casos Imaza y Morona (OEFA) SITIO DE LA POLITICA
Ocurrencia potencial	Ocurrencia real
Es una modelación experimental	Toma prestado valores dejando de lado la recolección de información primaria clave (como variables socioeconómicas)
En estricto no es un derrame	Derrame real
Se ha estimado un valor que representa una expectativa de compensación ante el riesgo de contingencia en un ducto.	Se ha aplicado una valoración económica para compensar el caso de derrame de petróleo
Daño ambiental como expectativa ante riesgo potencial por el desarrollo de un proyecto de ducto de petróleo y gas	Un mismo valor de daño ambiental como compensación por el derrame en contextos muy diferentes.
Propone un rango para la DAA por familia que va desde US\$300 hasta US\$1250 al año	Aplica el valor máximo del rango Casey para el daño ambiental sin sustentar las razones que motivan dicha elección, no se sustentan en la Resolución de sanción.

Folios 6987 al 6988.

petróleo materia del presente caso. Además, indicó que no existe ninguna huella biológica que permita inferir la afectación de ninguna persona daño a la salud ni probado de modo alguno.

wwww) Además, indicó que la DFSAI parte de la premisa de la existencia de concentración de hidrocarburos en el componente agua, específicamente en las quebradas "sin nombre", "Inayo" y "Cashacaño", así como los ríos "Chinaco", "Morona" y "Marañon", basándose en resultados de análisis de laboratorio realizados sobre las muestras tomadas en las 3 quebradas mencionadas, así como en el río Chiariaco; sin embargo, no se pronunció sobre muestras realizadas en el río Morona y Marañon.

xxxx) Al respecto, indicó que realizó muestreos en dichos ríos en abril y mayo del 2016, cuyos resultados demostrarían que la DFSAI no ha presentado los sustentos necesarios y suficientes para evidenciar impactos en los ríos Morona y Marañon.

yyyy) Por otro lado, respectó al sustento de la DFSAI sobre la afectación de la salud de los pobladores con base en la presencia de hidrocarburos totales de petróleo, refirió que esta instancia reconoció que los ecosistemas tienen la capacidad de regenerarse. En el caso de los suelos esta regeneración natural ocurre por procesos de atenuación natural, los cuales se pasan a explicar de acuerdo a la USEPA (Citizen's Guide to Monitored Natural Attenuation, EPA, EPA 542-F-12-014, September 12)

zzzz) Asimismo, precisó que después de removida la fuente de contaminación, la naturaleza puede funcionar de 5 maneras para limpiarlo de concentraciones residuales, las cuales son: i) Biodegradación, ii) Sorción, iii) Dilución, iv) Evaporación y v) reacciones químicas⁹⁸. Por lo que, de acuerdo a lo expuesto, las posibilidades de que cualquier concentración residual llegue a los cuerpos de agua más cercanos es baja, y todavía menor en concentraciones que pudieran generar riesgo a las personas o al ambiente.

aaaaa) De lo expuesto, refirió que no se verifica la relación causal entre la presencia de hidrocarburos totales de petróleo en el componente suelo (especialmente, tratándose de un crudo altamente denso - 18°API) y la afectación a la salud de los pobladores, debido a la lejanía de los centros poblados y el posible transporte de trazas en cuerpos de agua. Por lo que, la DFSAI no sustenta cómo es que efectivamente la salud y el desarrollo de las actividades típicas de la zona se han visto afectados a causa del derrame de petróleo.

⁹⁸

Al respecto, realizó la siguiente descripción:

Biodegradación: ocurre cuando microorganismos (microbios) se alimentan de los contaminantes y los cambian en pequeñas cantidades de agua y gases durante la digestión.

Sorción: hace que los contaminantes se adhieran a partículas de suelo. La sorción, impide los contaminantes de profundizarse o de abandonar el sitio con agua subterránea.

Dilución: disminuye las concentraciones de contaminantes a medida que avanzan y se mezclan con agua subterránea limpia.

Evaporación: cambia los contaminantes de líquidos a gases dentro del suelo. Cuando estos gases escapan por la superficie del suelo, el aire los diluirá y la luz del sol puede destruirlos.

Reacciones químicas: ocurren con sustancias naturales bajo la superficie del suelo y convierten a los contaminantes en sustancias no peligrosas. Los ambientes subterráneos poco oxigenados favorecen algunas de estas reacciones.

bbbbb) Respecto a la mención de la DFSAI sobre los compuestos orgánicos persistentes a fin de evidenciar los efectos a la salud y riesgos por la exposición a estos compuestos, refirió que los contaminantes orgánicos persistentes son definidos en el Convenio de Estocolmo y precisó que los hidrocarburos o sus componentes no forman parte de esta definición, ya que este convenio incluye en general pesticidas y compuestos clorados.

cccc) Asimismo, sobre el extremo de la resolución apelada consistente en la relación entre la exposición de personas a hidrocarburos totales de petróleo y benceno a través de la ingesta de animales y otros organismos acuáticos potencialmente contaminados, refirió que en los Informes N° 135-2016-OEFA-DESDCA y 153-2016-OEFA-DE-SDCA, el OEFA reporta que no existen concentraciones de TPH ni PAH por encima del límite de detección del método analítico, en el tejido muscular e hígado de los peces; y, no se evidenció la presencia de benceno en los medios analizados.

dddd) Además, mencionó respecto a la presencia de plomo y cadmio en la sangre con la exposición a hidrocarburos mencionando el Oficio N° 139-2016-SANIPES/DE, que SANIPES emitió en junio de 2016 el Oficio N° 169-2016-SANIPES/DE, el cual sustituye su Informe N° 44-2016-SANIPES/DSNPA por su Informe N° 52-2016-SANIPES/DSNPA, eliminando esa relación entre la presencia de metales pesados en peces y los derrames de hidrocarburos.

eeee) De lo expuesto, la DFSAI basa su sanción en la afectación a la salud y vida a los pobladores considerando simples hechos aislados y no el nexo causal entre la presencia de TPH en los componentes agua y suelo y la real y grave afectación del bienestar, salud, desarrollo y vida de las comunidades. Además, refirió que debió probar la existencia de un daño muy grave y real lo cual no lo ha hecho ya que de los resultados señalados precedentemente, concluye que no existe riesgo a la salud humanas por la presencia de hidrocarburos.

ffff) Adicionalmente, refirió que ha presentado información oficial de las dependencias del MINSA, la cual acredita que no existe variación entre las enfermedades detectadas en las zonas afectadas, antes y después de la ocurrencia de los derrames. Y que debe tenerse en cuenta que las comunidades de Imaza y Morona cuentan con una población de estrato socioeconómico bajo, con presencia de múltiples enfermedades transmisibles como parasitosis y deficiencia de adecuado suministro y tratamiento de agua que producen estado de falta de bienestar mental, físico y social.

gggg) En adición a ello, refirió sobre el sustento de la DFSAI referido a que el aprovisionamiento de víveres y agua a las comunidades afectadas fue escaso y tardío, indicó que se debe considerar que la entrega de agua y alimentos la realizó desde un enfoque preventivo y voluntario, sin que exista disposición legal alguna que determine los parámetros respecto al plazo para el aprovisionamiento de víveres y agua.

hhhh) Al respecto, precisó que el plan implementado para dicha actividad fue coordinado previamente con los dirigentes de las comunidades y con el Ministerio de Cultura a efectos de que esta determine si la canasta era "culturalmente apropiada", por lo que adoptó medidas acordes con las

necesidades y principios culturales de las comunidades involucradas.

- iiii) Además, indicó que la condición de afectado no debe estar definida por la cercanía al punto de los derrames; tal como señala la DFSAI en la resolución apelada, sino más bien por el grado de imposibilidad de las comunidades de consumir agua de las fuentes de consumo habituales.
- jjjj) Sin perjuicio de ello, refirió que ha ejecutado actividades de apoyo a las comunidades, con el objetivo principal de garantizar la seguridad alimentaria y el derecho a la protección de la salud de los ciudadanos asentados en las poblaciones afectadas y/o aledañas a las zonas de las contingencias. Y ha cumplido con indemnizar los daños económicos causados a los pobladores ubicados en las zonas circundantes a los derrames, así como ha provisto de bienes y trabajo a la referida población.

Respecto a la conducta infractora N° 3

Con relación al derrame ocurrido en el km. 440+781 del Tramo II del ONP

- kkkkk) El recurrente refirió que una vez ocurrido el derrame el 25 de enero del 2016 en el kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, cumplió con activar el Plan de Contingencias y realizó las medidas de control de manera inmediata⁹⁹ (cierre de válvulas, alivio de presión, colocación de barreras). Sin embargo, el avance de los trabajos de control in situ fue dificultado por el difícil acceso a la zona del derrame y las fuertes lluvias ocurridas los días cercanos a la emergencia¹⁰⁰, como lo indican los registros del Senamhi.
- lllll) Al respecto, precisó que la DFSAI pretende discutir si las medidas fueron efectivas o no, sin embargo, ello no invalida la ejecución del Plan de Contingencia.

Con relación al derrame ocurrido en el km. 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Nor peruano

- mmmmm) El administrado indicó que cumplió con ejecutar inmediatamente las medidas establecidas en el Plan de Contingencia, paralizando el bombeo y movilizándolo el personal y el equipo para identificar el punto de la falla.
- nnnnn) Asimismo, indicó que i) adoptó todas las medidas y actuaciones diligentes y necesarias para contener el derrame de petróleo y recuperar el petróleo correspondiente; (ii) no contaba solo con 4 cuadrillas para realizar los trabajos de recuperación.

⁹⁹ Al respecto, precisó que la inmediatez debe entenderse adaptada a los supuestos concretos, a partir de la revisión del terreno, operación correspondiente y las tareas específicas establecidas en sus planes.

¹⁰⁰ Al respecto, precisó que los registros de SENAMHI demuestran que existieron lluvias los días 23, 24 y 27 de enero de 2016, por lo que el terreno de la zona se saturó y el acceso a la carretera Reposa-Duran se vio afectado imposibilitando el fácil acceso a la zona de derrame. Ello significaría que el que no lloviera los días 25 y 26 no indica que la zona estuviera seca, puesto que los terrenos absorben el agua paulatinamente hasta saturarse. Ello, evidenciaría la dificultad en el acceso a la zona para dar la atención inmediata a la emergencia.

ooooo) Además, indicó que la DFSAI no tomó en cuenta la información que demuestra la imposibilidad de ejecutar las actividades en el tiempo estimado por ella, como el informe que explica la caída de presión en el Ramal Norte¹⁰¹ y el Reporte de las Fuerzas Armadas sobre las Condiciones Meteorológicas.

ppppp) A ello acotó que la ejecución regular de las actividades de limpieza y remediación realizadas por sus contratistas no ha sido permitida por los pobladores, lo cual no es imputable a ellos. Para demostrar ello, presentó el i) acta de supervisión¹⁰², ii) denuncias contra terceros¹⁰³, por el delito contra el patrimonio en la modalidad de extorsión), iii) cartas con las que informan que las instalaciones ubicadas en dicho tramo fueron tomadas violenta por un grupo de 20 personas lideradas por el señor César Blas Córdova y otros dirigentes de la zona Bajo Morona¹⁰⁴.

qqqqq) Por otro lado, acreditó mediante el informe que explica la caída de presión en el Ramal Norte¹⁰⁵, que el 2 de febrero del 2016, entre las 06:50 y 08:16 horas, que la presión de descarga de la Estación Andoas cayó desde 80.5 km/cm² hasta llegar a 61 .1 kg/cm².

rrrrr) Al respecto, precisó que se debe notar que una caída de presión puede dar indicios de una rotura de la tubería, pero también puede ocasionarse por alguna falla o falsa lectura de algún instrumento. Ello significaría que la sola caída de presión detectada no da la seguridad de que exista una rotura.

sssss) Además, precisó que no toda falla operativa genera *per se* un derrame de petróleo, por lo que procedió a realizar las acciones necesarias para acceder al lugar de la emergencia apenas tuvo conocimiento oficial del derrame e implementar todos los mecanismos necesarios para atender la emergencia.

ttttt) Finalmente, refirió que la DFSAI aduce que fue negligente al atender la emergencia con 4 personas; sin embargo, ello carece de sustento, dado que al 11 de febrero del 2016 se contaba con 170 personas realizando actividades de limpieza y recuperación del crudo, tal se encuentra registrado en el Acta de Supervisión CUC N° 0445-2-2016-13 de fecha 11 de febrero.

21. El 18 de abril de 2018, se llevó a cabo la Audiencia de Informe Oral ante la Sala Especializada en Minería, Energía, Pesquería e Industria Manufacturera del TFA, conforme consta en el acta correspondiente.

¹⁰¹ Folios 5139 al 5142.

¹⁰² Folios 5144 al 5150

¹⁰³ Como el señor Segundo Sumpa Mayan, Alonzo Yaimés Pizango y otros. Folios 5151 al 5156.

¹⁰⁴ Folios 5158 al 5161.

¹⁰⁵ Folios 5139 al 5142.

II. COMPETENCIA

22. Mediante la Segunda Disposición Complementaria Final del Decreto Legislativo N° 1013, que aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente (en adelante, Decreto Legislativo N° 1013)¹⁰⁶, se crea el OEFA.
23. 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° 30011¹⁰⁷ (en adelante, **Ley N° 29325**), el OEFA es un organismo público técnico especializado, con personería jurídica de derecho público interno, adscrito al Ministerio del Ambiente y encargado de la fiscalización, supervisión, control y sanción en materia ambiental.
24. Asimismo, la Primera Disposición Complementaria Final de la Ley N° 29325 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 OEFA¹⁰⁸.
25. Mediante Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM¹⁰⁹ se aprobó el inicio del proceso de transferencia de funciones de supervisión, fiscalización y sanción en

¹⁰⁶ **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.

¹⁰⁷ **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.

¹⁰⁸ **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.

¹⁰⁹ **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.

materia ambiental del Osinergmin¹¹⁰ al OEFA y, mediante Resolución de Consejo Directivo N° 001-2011-OEFA/CD¹¹¹, 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.

26. Por otro lado, el artículo 10° de la Ley N° 29325¹¹², y los artículos 19° y 20° del Reglamento de Organización y Funciones del OEFA aprobado por el Decreto Supremo N° 013-2017-MINAM¹¹³, disponen que el Tribunal de Fiscalización Ambiental es el órgano encargado de ejercer funciones como segunda y última instancia administrativa del OEFA, en materias de su competencia.

III. PROTECCIÓN CONSTITUCIONAL AL AMBIENTE

27. 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

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.

¹¹⁰ Ley N° 28964.

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.

¹¹¹ 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.

¹¹² 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 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.

¹¹³

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.

condicionan la vida humana y la de los demás seres vivos (plantas, animales y microorganismos)¹¹⁴.

28. En esa misma línea, el numeral 2.3 del artículo 2° de la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente (en adelante, **Ley N° 28611**)¹¹⁵, prescribe que el ambiente comprende aquellos 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.
29. 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.
30. En el sistema jurídico, el primer nivel de protección al ambiente es formal y es definido 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 ambiente¹¹⁶.
31. El segundo nivel de protección al ambiente es material y se fundamenta como: (i) principio jurídico que irradia todo el ordenamiento jurídico; (ii) derecho fundamental¹¹⁷, cuyo contenido esencial lo integra el derecho a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado para el desarrollo de la vida, y el derecho a que dicho ambiente se preserve¹¹⁸, y (iii) conjunto de obligaciones impuestas a autoridades y particulares en su calidad de contribuyentes sociales.
32. Cabe destacar que en su dimensión como conjunto de obligaciones, la preservación de un ambiente sano y equilibrado impone a los particulares la obligación de adoptar medidas tendientes a prevenir, evitar o reparar los daños

¹¹⁴ Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 0048-2004-AI/TC. Fundamento jurídico 27.

¹¹⁵ **Ley N° 28611, Ley General del Ambiente**, publicada 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.

¹¹⁶ Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 03610-2008-PA/TC. Fundamento jurídico 33.

¹¹⁷ **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.

¹¹⁸ 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".

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.

33. 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) De reparación frente a daños ya producidos, (ii) De prevención frente a riesgos conocidos antes que se produzcan; y (iii) De precaución frente a amenazas de daños desconocidos e inciertos¹¹⁹.
34. 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 las obligaciones de los particulares vinculadas a la tramitación del procedimiento administrativo de medidas administrativas tramitadas ante el OEFA.

IV. CUESTIÓN PREVIA

35. Con carácter previo al análisis de los argumentos esgrimidos por Petroperú en su recurso de apelación, y de conformidad con las prerrogativas conferidas a este colegiado en el numeral 2.2. del artículo 2° del Reglamento Interno del Tribunal de Fiscalización Ambiental del OEFA aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 032-2013-OEFA/CD¹²⁰, resulta necesario verificar si al emitirse la Resolución Directoral N° 1712-2017-OEFA/DFSAI, la Autoridad Decisora cumplió con la observancia de los principios de legalidad y debido procedimiento que orientan el ejercicio de la potestad sancionadora administrativa¹²¹. Una vez dilucidada dicha cuestión, este tribunal se

¹¹⁹ Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 03048-2007-PA/TC. Fundamento jurídico 9.

¹²⁰ **Resolución de Consejo Directivo N° 032-2013-OEFA/CD, mediante el cual se aprobó el Reglamento Interno del Tribunal de Fiscalización Ambiental del OEFA**, publicado en el diario oficial *El Peruano* el 2 de agosto de 2013.

Artículo 2°.- El Tribunal de Fiscalización Ambiental (...)

2.2 El Tribunal de Fiscalización Ambiental vela por el cumplimiento del principio de legalidad y el respeto del derecho de defensa y el debido procedimiento, así como por la correcta aplicación de los demás principios jurídicos que orientan el ejercicio de la potestad sancionadora de la Administración Pública. (...)

¹²¹ Cabe precisar que, conforme al numeral 1.2. del Artículo IV del Título Preliminar de la Ley N° 27444, una de las manifestaciones del principio del debido procedimiento consiste en que los administrados gocen del derecho de obtener una decisión motivada y fundada en derecho.

En ese orden de ideas, el Tribunal Constitucional ha señalado, en reiteradas ejecutorias, que el derecho reconocido en el inciso 3 del artículo 139° de la Constitución no solo tiene una dimensión "judicial". En ese sentido, el debido proceso está concebido como el cumplimiento de todas las garantías, requisitos y normas de orden público que deben observarse en todas las instancias seguidas en todos los procedimientos, incluidos los administrativos, ello con el fin de que las personas estén en condiciones de defender adecuadamente sus derechos ante cualquier acto del Estado que pueda afectarlos.

(Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 2508-2004-AA/TC, fundamento jurídico 2).

Tomando en cuenta lo antes expuesto, queda claro que, en el supuesto que la Administración sustente su decisión en una indebida aplicación e interpretación de las normas (sustantivas y formales), no solo se está vulnerando el principio de debido procedimiento antes referido, sino, a su vez, el principio de legalidad, regulado en el numeral 1.1 del artículo IV del Título Preliminar de la Ley N° 27444, el cual prevé que las autoridades administrativas deben actuar con respeto a la Constitución, la Ley y al derecho.

pronunciará, de corresponder, sobre los argumentos planteados por el administrado en su recurso de apelación.

36. Teniendo en cuenta lo señalado anteriormente, es menester precisar que el principio de legalidad establecido en el inciso 1.1¹²² del numeral 1 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG, se establece que las autoridades administrativas deben actuar con respeto a la Constitución Política del Perú, la ley y al derecho, dentro de las facultades que les sean atribuidas, y de acuerdo con los fines para los cuales les fueron conferidas¹²³.
37. Al respecto, sobre el principio de legalidad, Morón Urbina ha señalado lo siguiente¹²⁴:

Como aplicación del principio de legalidad de la función ejecutiva, los agentes públicos deben fundar todas sus actuaciones —decisorias o consultivas— en la normativa vigente.

El principio de sujeción de la Administración a la legislación, denominado modernamente como “vinculación positiva de la Administración a la Ley”, exige que la certeza de validez de toda acción administrativa dependa de la medida en que pueda referirse a un precepto jurídico o que partiendo desde este, pueda derivársele como su cobertura o desarrollo necesario. El marco jurídico para la Administración es un valor indisponible motu proprio, irrenunciable ni transigible.

38. En tal sentido, la exigencia de legalidad en la actuación administrativa implica que las decisiones adoptadas por parte de la autoridad deben sustentarse en la debida aplicación e interpretación del conjunto de normas que integran el orden jurídico vigente.
39. En esa línea, el principio del debido procedimiento establecido en el numeral 2 del artículo 246¹²⁵ del referido dispositivo legal, es recogido como uno de los elementos esenciales que rigen el ejercicio de la potestad sancionadora administrativa, ello al atribuir a la autoridad administrativa la obligación de sujetarse al procedimiento establecido, y a respetar las garantías consustanciales a todo procedimiento administrativo.

122

TUO de la Ley del Procedimiento Administrativo General
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:

1.1. **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.

123

En tal sentido, la exigencia de legalidad en la actuación administrativa significa que las decisiones de la autoridad deben sustentarse en la debida aplicación e interpretación del conjunto de normas que integran el ordenamiento jurídico vigente.

124

MORÓN, J. (2017) *Comentarios a la Ley del Procedimiento Administrativo General*, Décimo segunda edición. Lima: Gaceta Jurídica, p. 73.

125

TUO de la Ley del Procedimiento Administrativo General
Artículo 246.- Principios de la potestad sancionadora administrativa

La potestad sancionadora de todas las entidades está regida adicionalmente por los siguientes principios especiales: (...)

2. **Debido procedimiento.**- No se pueden imponer sanciones sin que se haya tramitado el procedimiento respectivo, respetando las garantías del debido procedimiento. Los procedimientos que regulen el ejercicio de la potestad sancionadora deben establecer la debida separación entre la fase instructora y la sancionadora, encomendándolas a autoridades distintas.

40. De lo expuesto, se colige que el referido principio se configura como un presupuesto necesariamente relacionado con la exigencia de la debida motivación del acto administrativo, en la medida que constituye una garantía a favor de los administrados de exponer sus argumentos, ofrecer y producir pruebas y, por consiguiente, a obtener una decisión motivada y fundada en derecho.
41. En efecto, conforme se dispone en el numeral 6.1 del artículo 6° del TULO de la LPAG¹²⁶, la motivación del acto administrativo debe ser expresa, mediante una relación concreta y directa de los hechos probados relevantes del caso específico, y la exposición de las razones jurídicas y normativas que con referencia directa a los anteriores justifican el acto adoptado.
42. Por consiguiente, en aplicación del marco normativo expuesto, se advierte que sobre la Administración recae el deber de acreditar la concurrencia de cada uno de los elementos que integran el ilícito administrativo, de modo tal que deba rechazar como motivación la formulación de hipótesis, conjeturas o la aplicación de presunciones no reconocidas normativamente para atribuir responsabilidad por su comisión a los administrados, pues en todos estos casos estamos frente a hechos probables, carentes de idoneidad para desvirtuar la presunción de licitud reconocida a favor de estos.
43. Partiendo de lo esbozado, esta sala considera pertinente determinar si, en observancia del principio del debido procedimiento antes descrito, la resolución impugnada materia de análisis se encuentra debidamente motivada en cada uno de sus extremos, y por ende se encuentra ajustada a derecho y a la normativa aplicable.

Del desarrollo del procedimiento administrativo sancionador

44. Del análisis normativo realizado en los considerandos precedentes, es posible concluir que en todo procedimiento administrativo, y más aún, dentro del sancionador, resulta de elemental importancia el respeto de las garantías propias del debido procedimiento por parte de la autoridad encargada de su tramitación, lo que implica, en consecuencia, que la responsabilidad administrativa o una sanción, *per se*, no podrá ser determinada ni impuesta al administrado, sin la debida observancia de las mismas por parte del ente resolutor.
45. Muestra de ello, se evidencia en las reglas contenidas en el artículo 253° del TULO de la LPAG¹²⁷, las cuales deberán ser cumplidas por la Administración en

126

TULO de la Ley del Procedimiento Administrativo General

6.1 La motivación debe ser expresa, mediante una relación concreta y directa de los hechos probados relevantes del caso específico, y la exposición de las razones jurídicas y normativas que con referencia directa a los anteriores justifican el acto adoptado. (...)

127

TULO de la Ley del Procedimiento Administrativo General

Artículo 253.- Procedimiento sancionador

Las entidades en el ejercicio de su potestad sancionadora se ciñen a las siguientes disposiciones:

1. El procedimiento sancionador se inicia siempre de oficio, bien por propia iniciativa o como consecuencia de orden superior, petición motivada de otros órganos o entidades o por denuncia.
2. Con anterioridad a la iniciación formal del procedimiento se podrán realizar actuaciones previas de investigación, averiguación e inspección con el objeto de determinar con carácter preliminar si concurren circunstancias que justifiquen su iniciación.
3. Decidida la iniciación del procedimiento sancionador, la autoridad instructora del procedimiento formula la

cada una de las fases del procedimiento administrativo sancionador, ya sea desde el inicio del mismo, con la notificación de la imputación de los cargos al administrado, pasando por la emisión del informe final de instrucción, hasta en la emisión de la resolución que pone fin al mismo.

46. Bajo el citado cuerpo normativo citado en el párrafo precedente, el procedimiento administrativo sancionador se inicia con la notificación de la imputación, por parte de la autoridad instructora, de los cargos al administrado. Posteriormente, en aplicación de lo dispuesto por el numeral 5 del mencionado precepto legal, concluida la etapa de instrucción, la Autoridad Instructora debe emitir el informe final de instrucción en el que determina, de manera motivada: i) las conductas que considera probadas constitutivas de infracción, ii) la norma que prevé la imposición de sanción, iii) así como la sanción propuesta o la declaración de no existencia de infracción, según corresponda¹²⁸. Dicho informe deberá ser notificado al administrado a fin de que este formule sus descargos.
47. Finalmente, se tiene que el procedimiento sancionador concluye con la emisión de la resolución final. En este sentido, en el artículo 19° del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado mediante Resolución N° 045-2015-OEFA-PCD¹²⁹ (en adelante,

respectiva notificación de cargo al posible sancionado, la que debe contener los datos a que se refiere el numeral 3 del artículo precedente para que presente sus descargos por escrito en un plazo que no podrá ser inferior a cinco días hábiles contados a partir de la fecha de notificación.

4. Vencido dicho plazo y con el respectivo descargo o sin él, la autoridad que instruye el procedimiento realizará de oficio todas las actuaciones necesarias para el examen de los hechos, recabando los datos e informaciones que sean relevantes para determinar, en su caso, la existencia de responsabilidad susceptible de sanción.
5. Concluida, de ser el caso, la recolección de pruebas, la autoridad instructora del procedimiento concluye determinando la existencia de una infracción y, por ende, la imposición de una sanción; o la no existencia de infracción. La autoridad instructora formula un informe final de instrucción en el que se determina, de manera motivada, las conductas que se consideren probadas constitutivas de infracción, la norma que prevé la imposición de sanción; y, la sanción propuesta o la declaración de no existencia de infracción, según corresponda.
Recibido el informe final, el órgano competente para decidir la aplicación de la sanción puede disponer la realización de actuaciones complementarias, siempre que las considere indispensables para resolver el procedimiento. El informe final de instrucción debe ser notificado al administrado para que formule sus descargos en un plazo no menor de cinco (5) días hábiles.
6. La resolución que aplique la sanción o la decisión de archivar el procedimiento será notificada tanto al administrado como al órgano u entidad que formuló la solicitud o a quién denunció la infracción, de ser el caso.

128

De manera referencial, se debe señalar que en el artículo 8° del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD publicada en el diario oficial *El Peruano* el 12 de octubre de 2017, se regula el alcance del informe final de instrucción emitido por la Autoridad Decisora.

Artículo 8°.- Informe Final de Instrucción

- 8.1 La Autoridad Instructora emite el Informe Final de Instrucción, en el que concluye determinando de manera motivada las conductas que se consideren probadas constitutivas de infracción, la norma que prevé la imposición de sanción, la propuesta de sanción que correspondan o el archivo del procedimiento, así como las medidas correctivas a ser dictadas, según sea el caso.
- 8.2 La Autoridad Instructora remite el Informe Final de Instrucción a la Autoridad Decisora, a fin de que ésta disponga la realización de actuaciones complementarias, siempre que las considere necesarias para resolver el procedimiento administrativo sancionador.
- 8.3 En caso en el Informe Final de Instrucción se concluya determinando la existencia de responsabilidad administrativa de una o más infracciones, la Autoridad Decisora notifica al administrado, a fin de que presente sus descargos en un plazo de diez (10) días hábiles, contado desde el día siguiente de la notificación, pudiendo solicitar una prórroga de cinco (5) días hábiles por única vez, que se otorga de manera automática.
- 8.4 En caso en el Informe Final de Instrucción se concluya determinando que no existe infracciones, se recomendará el archivo del procedimiento.

TUO del RPAS), de aplicación al presente procedimiento sancionador, se tiene que este concluye con la emisión de la resolución final mediante la cual la Autoridad Decisora emite el pronunciamiento final determinando la existencia o no de responsabilidad administrativa respecto de cada uno de los hechos imputados. En concreto, este precepto dispone lo siguiente:

Artículo 19°.- De la resolución final

- 19.1 La Autoridad Decisora emitirá pronunciamiento final determinando la existencia o no de responsabilidad administrativa respecto de cada uno de los hechos imputados.
- 19.2 La resolución final deberá contener, según corresponda, lo siguiente:
- (i) Fundamentos de hecho y de derecho sobre la existencia o inexistencia de infracción administrativa, respecto de cada hecho imputado.
 - (ii) Graduación de la sanción respecto de cada hecho constitutivo de infracción administrativa; y,
 - (iii) La determinación de medidas correctivas que permitan proteger adecuadamente los bienes jurídicos tutelados. Para ello, se tendrá en cuenta la propuesta planteada por el administrado, de ser el caso. (Subrayado agregado).

48. De lo señalado se desprende que la DFSAI para emitir un pronunciamiento final, esto es a través de una resolución directoral, bien sea determinando la existencia o no de responsabilidad administrativa respecto de cada uno de los hechos imputados, debe respaldarse por fundamentos de hecho y de derecho.

Sobre el procedimiento aplicable al caso concreto

49. Como se mencionó en el acápite precedente, la motivación del pronunciamiento final por parte de la Autoridad Decisora en el marco de un procedimiento administrativo sancionador, no se limita únicamente a la fundamentación de la imposición o no de la sanción, sino que esta incluye necesariamente la determinación de la vía procedimental aplicable al caso concreto, sea esta la ordinaria regulada por el TUO del RPAS o la excepcional establecida por la Ley 30230.

50. Lo cierto es que, en caso de no adoptar o elegir alguna de ellas, la DFSAI debe fundamentar dicha decisión a fin de que el administrado pueda tener certeza tanto de la vía en la que se tramita el procedimiento sancionador seguido en su contra como de las conductas infractoras que le son imputadas, y con ello poder ejercer adecuadamente su derecho de defensa.

51. En este sentido, este tribunal estima conveniente constatar si la resolución apelada cumple con los presupuestos establecidos en el TUO del RPAS, en particular con el referido a la debida motivación; para ello resulta necesario hacer un recuento de los actuados del procedimiento tramitado bajo el marco del Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS.

52. Al respecto, en el caso materia de análisis, se tiene que mediante la Resolución Subdirectoral N° 196-2016-OEFA-DFSAI/SDI del 4 de marzo de 2016, la SDI decidió iniciar un procedimiento administrativo sancionador contra Petroperú, por las presuntas conductas infractoras detectadas durante las acciones de supervisión. Sobre el particular, al considerar que se trataba de: i) infracciones muy graves que generaron un daño real y muy grave a la vida y a la salud de las personas y ii) de conductas reincidentes, la Autoridad Instructora inició dicho

procedimiento tramitándolo por la vía administrativa ordinaria, pues este se enmarcaría dentro de los supuestos desarrollados en los literales a) y c) del artículo 19° de la Ley N° 30230.

53. En efecto, respecto a la vía procedimental, en la mencionada Resolución Subdirectoral N° 196-2016-OEFA-DFSAI/SDI, se precisó lo siguiente:

VII. VÍA PROCEDIMENTAL CORRESPONDIENTE

166. Conforme a lo señalado, los hechos detectados por la Dirección de Supervisión que son materia de análisis en la presente resolución se ubican en los Literales a) y c) del Artículo 19 de la Ley N° 30230.
167. Ello, toda vez que se ha verificado el daño real ocasionado por los derrames de petróleo crudo ocurridos el 25 de enero del 2016 en el kilómetro 440+781 del Tramo II Oleoducto Norperuano y el 2 de febrero del 2016 en el kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano a la flora, fauna y vida o salud de las personas, y además, que dicho administrado es reincidente en la comisión de las supuestas infracciones que se le imputa, por lo que el presente procedimiento administrativo sancionador se tramitará bajo la vía ordinaria, que permite la imposición de multas y medidas correctivas en forma conjunta.
168. En tal sentido, la imputación de cargos de la presente Resolución Subdirectoral se efectúa en el marco del procedimiento ordinario, el cual se encuentra previsto en el TUO del RPAS.

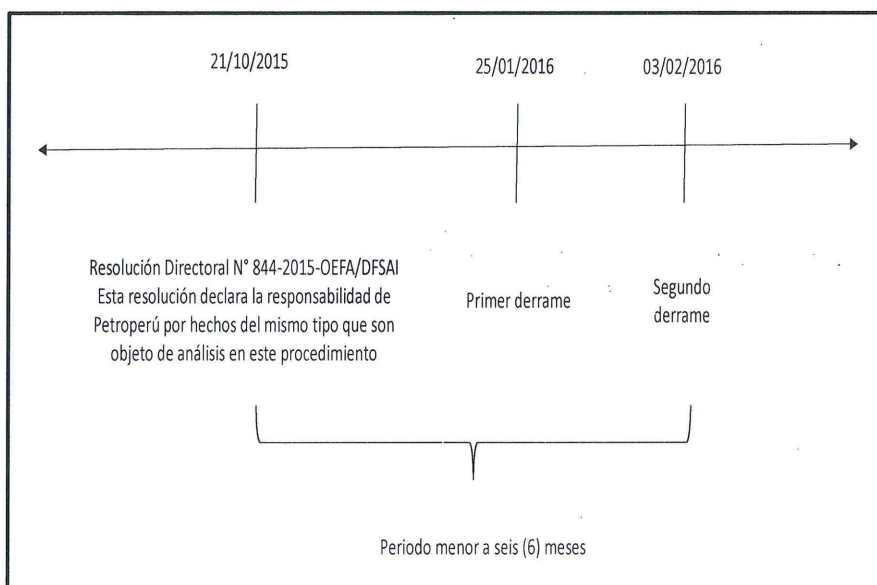
54. Adicionalmente, en el Informe Final de Instrucción N° 1206-2017-OEFA/DFSAI/SDI, se concluyó lo siguiente:

b) Determinación de la vía procedimental aplicable al presente caso

25. En primer lugar, Petroperú cuestiona que se le haya iniciado un procedimiento ordinario en la medida que ello solo podrá determinarse si es que se verifican los hechos imputados. Solo si están probados estos hechos es que se podrán aplicar las reglas del procedimiento sancionador ordinario.
26. Con relación a este argumento, debe indicarse que mediante Resolución Directoral N° 844-2015-OEFA/DFSAI se declaró la responsabilidad de Petroperú por el mismo tipo de hechos infractores que serán objeto de análisis en el presente Informe. La resolución directoral antes mencionada quedó firme el 21 de octubre del 2015, en tanto que el administrado no la impugnó.
27. Asimismo, en el presente procedimiento están siendo objeto de investigación dos (2) derrames de petróleo crudo. El primero se produjo el 25 de enero del 2016 en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano; y, el segundo, el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano. En el siguiente cuadro se muestra que las infracciones por las cuales Petroperú fue declarado responsable en el primer procedimiento, y las que están siendo objeto de análisis en este segundo procedimiento, son del mismo tipo:

N°	Conductas infractoras que han quedado firmes el 21 de octubre del 2015 Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS	Hechos cuya declaración de responsabilidad se está recomendando Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS
1	Petroperú incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora y fauna y daño potencial a la vida o salud humana.	Petroperú incumplió el compromiso establecido en su PAMA, en tanto que no habría realizado las acciones de mantenimiento en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano ni en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora y fauna.
2	Petroperú detectó y, por tanto, no controló a tiempo el derrame ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora y fauna y daño potencial a la vida o salud humana.	Petroperú no habría adoptado las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por los derrames de petróleo crudo ocurridos el 25 de enero del 2016 en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano y el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+031 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la flora y fauna.
3	Petroperú responsable del derrame ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano generando daño real a la flora y fauna y daño potencial a la vida o salud humana	Petroperú habría ocasionado impactos negativos generando daño a la flora y fauna, producto de los derrames de petróleo crudo ocurridos el 25 de enero del 2016 en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano y el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+031 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano.

28. Una vez verificado que los hechos objeto de investigación son del mismo tipo por los cuales fue sancionado anteriormente Petroperú, se debe analizar en qué periodo se cometieron esos hechos. Al respecto, debe indicarse que los hechos que son objeto de imputación en el presente procedimiento han ocurrido en un periodo menor a los seis (6) meses desde que quedó consentida la Resolución Directoral N° 844-2015-OEFA/DFSAI, tal como se muestra en el siguiente gráfico, razón por la cual se aplicaría la figura de la reincidencia a efectos de iniciar un procedimiento ordinario.



Elaboración: Subdirección de Instrucción e Investigación - DFSAI

29. Como puede apreciarse, Petroperú está incurso en el supuesto de la reincidencia previsto en el artículo 19 de la Ley N° 30230, razón por la cual se encuentra justificado el inicio del procedimiento sancionador ordinario.

37. Adicionalmente, los hechos detectados por la Dirección de Supervisión y que son materia de análisis en el presente PAS se ubican en el supuesto

previsto en el Literal a) del Artículo 19° de la Ley N° 30230 (infracciones muy graves, que generen un daño real y muy grave a la vida y a la salud de las personas) (...).

55. Finalmente, el 22 de diciembre del 2017 la DFSAI emitió la Resolución Directoral N° 1712-2017-OEFA/DFSAI, en la cual se aprecia el siguiente desarrollo en torno a la determinación de la vía procedimental:

a) Determinación de la vía procedimental aplicable al presente caso

31. La vía procedimental aplicable al caso es la ordinaria, en la medida que los hechos detectados por la Dirección de Supervisión y que son materia de análisis en el presente PAS se ubican en el supuesto previsto en el Literal a) del Artículo 19° de la Ley N° 30230 (infracciones muy graves, que generen un daño real y muy grave a la vida y a la salud de las personas). En efecto, las imputaciones en el presente PAS son las siguientes:

a) Incumplimiento al compromiso establecido en el Plan de Adecuación y Manejo Ambiental en tanto que Petroperú no habría realizado las acciones de mantenimiento en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano ni en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, **generando daño real a la flora, fauna y la vida o salud humana;**

b) Generación de impactos negativos que podrían ocasionar daños a la flora, fauna y a la vida o salud de las personas, producto de los derrames de petróleo crudo ocurridos el 25 de enero del 2016 en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano y el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano; y,

c) No adoptar las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por los derrames de petróleo crudo ocurridos el 25 de enero del 2016 en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano y el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, **generando daño real a la flora, fauna y la vida o salud humana.**

32. En ese sentido, dado que las imputaciones del presente PAS tienen por sustento la generación de un daño a la vida o a la salud de las personas, corresponde que se le aplique la vía procedimental ordinaria al mismo.

56. De igual forma, es de señalar que en el considerando 547 de dicha resolución se consignó lo siguiente:

547. Cabe indicar que en el Acápito II.1 del presente informe se han analizado los argumentos de Petroperú respecto de por qué no es aplicable la reincidencia en el presente procedimiento, los cuales fueron desestimados en esa sección al determinar cuál es la vía procedimental que corresponde a este caso.

57. De acuerdo con el detalle realizado en los considerandos previos, se advierte que con la Resolución Subdirectoral N° 196-2016-OEFA-DFSAI/SDI y el Informe Final de Instrucción N° 1206-2017-OEFA/DFSAI/SDI, el presente procedimiento materia se inició por la vía ordinaria aplicando los supuestos de los literales a) y c) del artículo 19° de la Ley N° 30230.

58. No obstante, de la resolución impugnada ha sido posible advertir que, al determinar la vía procedimental aplicable, la DFSAI no analizó el supuesto contemplado en el literal c) del artículo 19° de la Ley N° 30230, referido a la reincidencia, limitándose a desarrollar la existencia del daño real y muy grave a la vida y a la salud de las personas, supuesto contenido en el literal a) del mencionado precepto.
59. Ausencia de pronunciamiento que, por otro lado, se hace más evidente no solo en la medida en que la Autoridad Instructora consideró que el presente procedimiento administrativo sancionador se subsumía en las mencionadas causales de la Ley N° 30230, como se precisó en los considerandos 53 y 54 de la presente resolución, sino también en el hecho de que Petroperú, al efectuar sus descargos al Informe Final de Instrucción, consignó un acápite dirigido a desvirtuar la reincidencia argumentada por la referida autoridad respecto a la vía procedimental aplicable.
60. En tal sentido, la falta de motivación en la cual incurrió la DFSAI al emitir la resolución apelada, no solo ha de ser valorada desde la perspectiva de la falta de argumentación respecto al cambio de criterio adoptado en la resolución de inicio del procedimiento, sino también desde la ausencia de un pronunciamiento con relación a lo alegado por el administrado¹³⁰.

130

Al respecto, cabe señalarse que en la sentencia recaída en el expediente N° 00728-2008-PHC/TC (Fundamento jurídico 7) se menciona lo siguiente:

Así, en el Exp. N° 3943-2006-PA/TC y antes en el voto singular de los magistrados Gonzales Ojeda y Alva Orlandini (Exp. N° 1744-2005-PA/TC), este Colegiado Constitucional ha precisado que el contenido constitucionalmente garantizado de este derecho queda delimitado, entre otros, en los siguientes supuestos:

a) Inexistencia de motivación o motivación aparente. Está fuera de toda duda que se viola el derecho a una decisión debidamente motivada cuando la motivación es inexistente o cuando la misma es solo aparente, en el sentido de que no da cuenta de las razones mínimas que sustentan la decisión o de que no responde a las alegaciones de las partes del proceso, o porque solo intenta dar un cumplimiento formal al mandato, amparándose en frases sin ningún sustento fáctico o jurídico.

b) Falta de motivación interna del razonamiento. La falta de motivación interna del razonamiento [defectos internos de la motivación] se presenta en una doble dimensión; por un lado, cuando existe invalidez de una inferencia a partir de las premisas que establece previamente el Juez en su decisión; y, por otro lado, cuando existe incoherencia narrativa, que a la postre se presenta como un discurso absolutamente confuso incapaz de transmitir, de modo coherente, las razones en las que se apoya la decisión. Se trata, en ambos casos, de identificar el ámbito constitucional de la debida motivación mediante el control de los argumentos utilizados en la decisión asumida por el Juez o Tribunal; sea desde la perspectiva de su corrección lógica o desde su coherencia narrativa.

c) Deficiencias en la motivación externa; justificación de las premisas. El control de la motivación también puede autorizar la actuación del juez constitucional cuando las premisas de las que parte el Juez no han sido confrontadas o analizadas respecto de su validez fáctica o jurídica. Esto ocurre por lo general en los casos difíciles, como los identifica Dworkin, es decir, en aquellos casos donde suele presentarse problemas de pruebas o de interpretación de disposiciones normativas. La motivación se presenta en este caso como una garantía para validar las premisas de las que parte el Juez o Tribunal en sus decisiones. Si un Juez, al fundamentar su decisión: 1) ha establecido la existencia de un daño; 2) luego, ha llegado a la conclusión de que el daño ha sido causado por "X", pero no ha dado razones sobre la vinculación del hecho con la participación de "X" en tal supuesto, entonces estaremos ante una carencia de justificación de la premisa fáctica y, en consecuencia, la aparente corrección formal del razonamiento y de la decisión podrán ser enjuiciadas por el juez [constitucional] por una deficiencia en la justificación externa del razonamiento del juez. Hay que precisar, en este punto y en línea de principio, que el hábeas corpus no puede reemplazar la actuación del juez ordinario en la valoración de los medios de prueba, actividad que le corresponde de modo exclusivo a éste, sino de controlar el razonamiento o la carencia de argumentos constitucionales; bien para respaldar el valor probatorio que se le confiere a determinados hechos; bien tratándose de problemas de interpretación, para respaldar las razones jurídicas que sustentan determinada comprensión del derecho aplicable al caso. Si el control de la motivación interna permite identificar la falta de corrección lógica en la argumentación del juez, el control en la justificación de las premisas posibilita identificar las razones que sustentan las premisas en las que ha basado su argumento. El control de la justificación externa del razonamiento resulta fundamental para apreciar la justicia y razonabilidad de la decisión judicial en el Estado democrático, porque obliga al juez a ser exhaustivo en la fundamentación de su decisión y a no dejarse persuadir por la simple lógica formal.

d) La motivación insuficiente. Se refiere, básicamente, al mínimo de motivación exigible atendiendo a las razones de hecho o de derecho indispensables para asumir que la decisión está debidamente motivada. Si

61. Máxime si, tras determinar la responsabilidad administrativa de Petroperú por la comisión de las conductas infractoras contenidas en el Cuadro N° 1 de la presente resolución, al momento de aplicar la multa correspondiente conforme a la normativa vigente, la primera instancia sí consideró como agravante la causal de reincidencia, pese a que la misma no fue desarrollada a lo largo de la resolución apelada y sí por las instancias anteriores.
62. En tal sentido, y en base a lo desarrollado líneas arriba, este colegiado advierte incongruencias sustanciales en la emisión de la resolución venida en grado al comprobarse que la Autoridad Decisoria no se pronunció sobre el supuesto referido a la reincidencia contemplado en el literal c) del artículo 19° de la Ley N° 30230, a efectos de determinar la vía procedimental aplicable al caso concreto más aún si durante la tramitación del presente procedimiento sancionador, esta causal fue materia de análisis por todas las partes procesales del mismo e inclusive fue usada como agravante para el cálculo de la multa correspondiente.
63. En este contexto, resulta importante acotar, como se ha mencionado a lo largo de la presente resolución, que el ordenamiento jurídico nacional establece como garantías inherentes de todo procedimiento, la debida motivación¹³¹ a fin de que

bien, como ha establecido este Tribunal en reiterada jurisprudencia, no se trata de dar respuestas a cada una de las pretensiones planteadas, la insuficiencia, vista aquí en términos generales, sólo resultará relevante desde una perspectiva constitucional si es que la ausencia de argumentos o la "insuficiencia" de fundamentos resulta manifiesta a la luz de lo que en sustancia se está decidiendo.

e) La motivación sustancialmente incongruente. El derecho a la debida motivación de las resoluciones obliga a los órganos judiciales a resolver las pretensiones de las partes de manera congruente con los términos en que vengán planteadas, sin cometer, por lo tanto, desviaciones que supongan modificación o alteración del debate procesal (incongruencia activa). Desde luego, no cualquier nivel en que se produzca tal incumplimiento genera de inmediato la posibilidad de su control. El incumplimiento total de dicha obligación, es decir, el dejar incontestadas las pretensiones, o el desviar la decisión del marco del debate judicial generando indefensión, constituye vulneración del derecho a la tutela judicial y también del derecho a la motivación de la sentencia (incongruencia omisiva). Y es que, partiendo de una concepción democratizadora del proceso como la que se expresa en nuestro texto fundamental (artículo 139°, incisos 3 y 5), resulta un imperativo constitucional que los justiciables obtengan de los órganos judiciales una respuesta razonada, motivada y congruente de las pretensiones efectuadas; pues precisamente el principio de congruencia procesal exige que el juez, al momento de pronunciarse sobre una causa determinada, no omita, altere o se exceda en las peticiones ante él formuladas.

f) Motivaciones cualificadas.- Conforme lo ha destacado este Tribunal, resulta indispensable una especial justificación para el caso de decisiones de rechazo de la demanda, o cuando, como producto de la decisión jurisdiccional, se afectan derechos fundamentales como el de la libertad. En estos casos, la motivación de la sentencia opera como un doble mandato, referido tanto al propio derecho a la justificación de la decisión como también al derecho que está siendo objeto de restricción por parte del Juez o Tribunal.

131

Al respecto, el Tribunal Constitucional, en la sentencia recaída en el expediente N° 2132-2004-AA/TC (Fundamento jurídico 8) ha señalado lo siguiente:

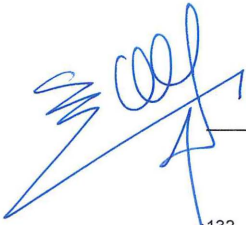
La motivación de las decisiones administrativas no tiene referente constitucional directo. No obstante, se trata de un principio constitucional implícito en la organización del Estado Democrático que se define en los artículos 3° y 43° de la Constitución, como un tipo de Estado contrario a la idea del poder absoluto o arbitrario. En el Estado Constitucional Democrático, el poder público está sometido al Derecho, lo que supone, entre otras cosas, que la actuación de la Administración deberá dar cuenta de esta sujeción a fin de despejar cualquier sospecha de arbitrariedad. Para lograr este objetivo, las decisiones de la Administración deben contener una adecuada motivación, tanto de los hechos como de la interpretación de las normas o el razonamiento realizado por el funcionario o colegiado, de ser el caso.

Asimismo, en la sentencia recaída en el expediente N° 03399-2010-PA/TC (Fundamento jurídico 4) se señala lo siguiente:

(...) El derecho a la motivación de las resoluciones administrativas es de especial relevancia. Consiste en el derecho a la certeza, el cual supone la garantía de todo administrado a que las sentencias estén motivadas, es decir, que exista un razonamiento jurídico explícito entre los hechos y las leyes que se aplican. La motivación de la actuación administrativa, es decir, la fundamentación con los razonamientos en que se apoya, es una exigencia ineludible para todo tipo de actos administrativos, imponiéndose las mismas razones para exigirla tanto respecto de actos emanados de una potestad reglada como discrecional. (...) Constituye una exigencia o condición impuesta para la vigencia efectiva del principio de legalidad, presupuesto ineludible de todo Estado de derecho. A ello, se debe añadir la estrecha vinculación que existe

se respete el derecho de defensa de los administrados¹³².

64. Partiendo de ello, es posible colegir que la motivación exige que la autoridad administrativa justifique toda decisión que adopte, lo cual implica la exposición de los hechos debidamente probados y las razones jurídicas y normativas correspondientes; y, por ende, no son acordes al ordenamiento jurídico los actos dictados por la Administración que no respeten los principios y disposiciones contenidas en el TUO de la LPAG.
65. En vista de lo anteriormente expuesto, esta sala concluye que la resolución venida en grado no se encuentra debidamente motivada, toda vez que los fundamentos sobre el impulso del presente procedimiento a través de la vía ordinaria están referenciados solo al supuesto contemplado en el literal a) del artículo 19° de la Ley N° 30230, y no al establecido en el literal c) del mencionado artículo, cuando fueron ambos presupuestos los que sustentaron la vía procedimental así como cuestionados por el recurrente. Por consiguiente, los argumentos empleados por la Autoridad Decisora a efectos de determinar la vía procedimental por la que se tramita el presente procedimiento administrativo sancionador no generan convicción.
66. En consecuencia, este colegiado es de la opinión que la Resolución Directoral N° 1712-2017-OEFA/DFSAI fue emitida vulnerando el principio de legalidad, regulado en el numeral 1.1 del artículo IV del TUO de la LPAG, puesto que al no emitir el pronunciamiento final respecto del supuesto contemplado en el literal c) del artículo 19° de la Ley N° 30230, la DFSAI incumplió lo establecido en el 19° del TUO del RPAS. Asimismo, dicha omisión configura una vulneración al principio de debido procedimiento, recogido en el numeral 2 del artículo 246° del TUO de la LPAG.
67. Teniendo en cuenta lo señalado en el considerando precedente, se advierte que la resolución impugnada está inmersa en las causales de nulidad previstas en los numerales 1 y 2 del artículo 10° de la citada norma legal¹³³.
68. Por consiguiente, corresponde declarar la nulidad de la Resolución Directoral N° 1712-2017-OEFA/DFSAI y, en consecuencia, se debe retrotraer el presente procedimiento hasta el momento en que el vicio se produjo, con la respectiva devolución de los actuados a la DFSAI para que proceda a emitir un nuevo



entre la actividad administrativa y los derechos de las personas. Es indiscutible que la exigencia de motivación suficiente de sus actos es una garantía de razonabilidad y no arbitrariedad de la decisión administrativa (...)

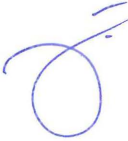


132 Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el expediente N° 3741-2004-AA/TC. Fundamentos jurídicos 24 y 25.

El derecho de defensa garantiza, entre otras cosas, que una persona sometida a una investigación, sea esta de orden jurisdiccional o administrativa, y donde se encuentren en discusión derechos e intereses suyos, tenga la oportunidad de contradecir y argumentar en defensa de tales derechos e intereses. (...) El derecho de defensa en el ámbito del procedimiento administrativo de sanción se estatuye como una garantía para la defensa de los derechos que pueden ser afectados con el ejercicio de las potestades sancionatorias de la administración. Sus elementos esenciales prevén (...) la posibilidad de presentar pruebas de descargo; (...) y, desde luego, la garantía de que los alegatos expuestos o presentados sean debidamente valorados, atendidos o rebatidos al momento de decidir la situación del administrado.

133

TUO de la 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 contravención 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. (...)
- 
- 
- 

pronunciamiento, de acuerdo a sus atribuciones.

69. Asimismo, se dispone que se adopten las acciones necesarias a efectos de determinar la responsabilidad a que hubiere lugar, de ser el caso, en aplicación a lo dispuesto por el numeral 11.3¹³⁴ del artículo 11° del TUO de la LPAG.
70. En atención a lo antes señalado, carece de sentido emitir pronunciamento sobre los argumentos alegados por Petroperú en su recurso de apelación.

De conformidad con lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-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° 032-2013-OEFA/CD, que aprueba el Reglamento Interno del Tribunal de Fiscalización Ambiental del OEFA.

SE RESUELVE:

PRIMERO.- Declarar la **NULIDAD** de la Resolución Directoral N° 1712-2017-OEFA/DFSAI del 22 de diciembre de 2017, toda vez que la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos (ahora, DFAI) incurrió en las causales previstas en los numerales 1 y 2 del artículo 10° del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, al haber vulnerado el principio del debido procedimiento y el requisito de validez del acto administrativo relativo a la debida motivación respecto de su pronunciamento sobre la vía procedimental aplicable en el presente procedimiento seguido contra Petróleos del Perú – Petroperú S.A., debiéndose **RETROTRAER** el procedimiento administrativo sancionador al momento en el que el vicio se produjo, por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la presente resolución.

SEGUNDO. - Notificar la presente resolución a Petróleos del Perú - Petroperú S.A. y remitir el expediente a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos (ahora, DFAI) del OEFA para los fines correspondientes.

¹³⁴

TUO de la Ley del Procedimiento Administrativo General
Artículo 11.- Instancia competente para declarar la nulidad (...)

11.3. La resolución que declara la nulidad dispone, además, lo conveniente para hacer efectiva la responsabilidad del emisor del acto inválido, en los casos en que se advierta ilegalidad manifiesta, cuando sea conocida por el superior jerárquico.

TERCERO. - Notificar la presente resolución a la Presidencia del Consejo Directivo del OEFA para los fines que considere pertinentes, conforme a los fundamentos de la presente resolución.

Regístrese y comuníquese.



.....

SEBASTIÁN ENRIQUE SUITO LÓPEZ

Presidente

**Sala Especializada en Minería, Energía, Pesquería
e Industria Manufacturera
Tribunal de Fiscalización Ambiental**



.....

EMILIO JOSÉ MEDRANO SÁNCHEZ

Vocal

**Sala Especializada en Minería, Energía, Pesquería
e Industria Manufacturera
Tribunal de Fiscalización Ambiental**



.....

RAFAEL MAURICIO RAMÍREZ ARROYO

Vocal

**Sala Especializada en Minería, Energía, Pesquería
e Industria Manufacturera
Tribunal de Fiscalización Ambiental**



.....

CARLA LORENA PEGORARI RODRIGUEZ

Vocal

**Sala Especializada en Minería, Energía, Pesquería
e Industria Manufacturera
Tribunal de Fiscalización Ambiental**

