



Proyecto IKI-PNUMA

Avanzando y midiendo consumo y producción sostenible para una economía baja en carbono en economías de ingresos medios y nuevos países industrializados en Perú

Actividad 6: Reporte final de Inventarios de Ciclo de Vida para refinerías

Red Peruana Ciclo de Vida y Ecología Industrial
Departamento de Ingeniería
Pontificia Universidad Católica del Perú

Berlan Rodriguez
Alessandro Gilardino
Diana Ita
Isabel Quispe

Lima, 30 de julio de 2018

RESUMEN

Este proyecto tiene como principal objetivo desarrollar el inventario de ciclo de vida de los productos de refinería en Perú. Para ello, se identificaron las refinerías más representativas del país de acuerdo a sus niveles de producción. Luego, se estableció contacto con el personal de la alta gerencia de las empresas, a fin de involucrarlas en el proyecto y solicitar información de primera instancia para el inventario.

Siguiendo la metodología de Análisis de Ciclo de Vida, se definieron los objetivos y alcance del proyecto, que incluyeron los límites del sistema y unidad funcional. A partir de los resultados del análisis de las entradas y salidas, se desarrollaron los inventarios parciales para el sistema de producto, indicando las fuentes de información de la cual se obtuvieron cada uno de los datos.

Para la recolección de información primaria, se confeccionaron cuestionarios pertinentes con el fin de recopilar información sobre flujos productivos, insumos y emisiones al aire, agua y suelo. Además, se consultaron fuentes de información pública de los ministerios y organizaciones gubernamentales, para complementar la información proporcionada en los cuestionarios.

Una vez culminada la recolección de información, se procedió a realizar una evaluación ambiental para determinar los impactos ambientales relacionados a la producción de 1 kg de diésel B5 en cada una de las tres refinerías seleccionadas. Para llevar a cabo el análisis de impactos, se utilizó el programa SimaPro v8.3, la base de datos Ecoinvent v3.3 y la metodología ReCiPe 2016.

Adicionalmente, una vez terminada la recolección de datos primarios y secundarios, se obtuvieron los inventarios de ciclo de vida completos que fueron adaptados al formato internacional estandarizado ECOSPOLD. Estos resultados permitirán enriquecer las bases de datos con información nacional específica para los procesos de refinación de petróleo en el Perú. Asimismo, se espera que esta base de datos ayude en el futuro a la toma de decisiones más sostenibles a nivel nacional, al brindar información relacionada a los impactos ambientales generados en los procesos de generación de diésel y otros co-productos, generados en la refinación de petróleo.

Tabla de contenidos

RESUMEN	1
1. INTRODUCCIÓN	6
1.1. CONTEXTO INTERNACIONAL	6
1.2. CONTEXTO NACIONAL.....	7
1.3. PROCESOS DE REFINACIÓN INSTALADOS EN PERÚ.....	9
1.3.1. Unidad de Destilación Primaria	11
1.3.2. Unidad de Destilación al vacío	12
1.3.3. Unidad de Visbreaking	12
1.3.4. Unidad de Craqueo Catalítico Fluido.....	12
1.3.5. Unidad de Reformado Catalítico.....	13
1.3.6. Unidad de Mejora por Oxidación	13
1.3.7. Unidad de Hidrodesulfuración.....	13
1.3.8. Unidad de Coquización	14
1.3.9. Unidad de Regeneración de aminas.....	14
1.3.10. Planta de Recuperación de Azufre	14
1.3.11. Planta de Producción de Hidrógeno	16
1.3.12. Planta de Cogeneración Eléctrica	16
1.4. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS REFINERÍAS DE PETRÓLEO EN PERÚ	17
1.4.1. Refinería La Pampilla	17
1.4.2. Refinería Talara	18
1.4.3. Refinería Conchán.....	20
1.5. PRODUCCIÓN NACIONAL DE DERIVADOS	21
1.6. APLICACIÓN DEL ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA AL SECTOR REFINERÍAS	23
2. MATERIALES Y METODOLOGÍA	25
2.1. ACV Y NORMATIVA ISO	25
2.2. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	26
2.2.1. Refinería La Pampilla	26
2.2.2. Refinerías Talara y Conchán.....	27
3. APLICACIÓN DEL ACV AL CASO DE ESTUDIO	30
3.1. OBJETIVO Y ALCANCE	30
3.1.1. Objetivos específicos	30
3.1.2. Alcance	30
3.1.3. Límites del sistema	31
3.1.4. Unidad funcional	31
3.1.5. Reglas de asignación.....	32
3.1.6. Limitaciones y exclusiones	33

3.2.	INVENTARIO DE CICLO DE VIDA	33
3.2.1.	Refinería La Pampilla	37
3.2.2.	Refinería Talara	39
3.2.3.	Refinería Conchán.....	41
4.	ANÁLISIS DE IMPACTO DE CICLO DE VIDA	43
4.1.	EVALUACIÓN DE IMPACTOS DE CICLO DE VIDA DEL DIÉSEL B5	44
4.1.1.	Cambio climático.....	45
4.1.2.	Agotamiento de la capa de ozono.....	46
4.1.3.	Radiación ionizante	47
4.1.4.	Formación de ozono, salud humana y ecosistema terrestre	47
4.1.5.	Formación de partículas	48
4.1.6.	Acidificación terrestre	48
4.1.7.	Eutrofización de agua dulce.....	49
4.1.8.	Toxicidad	49
4.1.9.	Uso de suelo	50
4.1.10.	Agotamiento de recursos minerales y fósiles	51
4.1.11.	Consumo de agua	51
4.2.	COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS CON BASE DE DATOS REFERENCIALES	52
4.3.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	53
4.4.	ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE.....	54
4.4.1.	Análisis de incertidumbre absoluta	55
4.4.2.	Análisis de incertidumbre comparativo.....	56
5.	ESCENARIOS PARA LA REDUCCIÓN DE GEI	61
5.1.	CAMBIOS EN LA FORMULACIÓN DE DIÉSEL	62
5.2.	CAMBIOS EN LA FORMULACIÓN DE GASOLINA 90.....	64
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	67
6.1.	CONCLUSIONES	67
6.2.	RECOMENDACIONES.....	68
7.	REFERENCIAS	71

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Reservas mundiales probadas de petróleo en miles de millones de barriles.	6
Figura 2. Capacidad de refinación por área geográfica en MBPD.	7
Figura 3. Flujos de los hidrocarburos en Perú en miles de barriles por día (MBPD).	8
Figura 4. Producción de derivados por refinería para los años 2014, 2015 y 2016 en MMBLS. Fuente: (MINEM, 2016).....	9
Figura 5. Representación de una columna de destilación.....	11
Figura 6. Diagrama de los procesos incluidos en la refinería La Pampilla.....	17
Figura 7. Diagrama de los procesos incluidos en la refinería Talara.....	19
Figura 8. Diagrama de los procesos incluidos en la refinería Conchán	20
Figura 9. Análisis de Pareto para los principales productos de las refinerías.....	22
Figura 10. Fases en un estudio de ciclo de vida (Fuente: ISO 14044:2006).....	25
Figura 11. Límites del sistema del estudio.	31
Figura 12. Lugar de procedencia por tipo de crudo usado en la refinería La Pampilla.....	37
Figura 13. País de procedencia y tipos de crudo refinados en Talara	39
Figura 14. País de procedencia y tipos de crudos refinados en Conchán	41
Figura 15. Resultados de la evaluación de impactos para la producción de 1kg de Diésel B5 relativo al valor más alto en Pampilla, Talara y Conchán.....	45
Figura 16. Comparación de tres reglas de asignación distintas.....	54
Figura 17. Comparación de los impactos de la refinería La Pampilla y Talara	59
Figura 18. Comparación de los impactos de la refinería La Pampilla y Conchán.....	59
Figura 19. Comparación de los impactos de las refinerías Conchán y Talara	60

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Unidades de refino y unidades auxiliares en las refinerías del Perú.....	10
Tabla 2. Producción de principales derivados de petróleo en Perú por refinería (MBLS). Fuente (MINEM, 2017).....	21
Tabla 3. Información secundaria obtenida para la elaboración de los inventarios de ciclo de vida.	27
Tabla 4. Fuentes de información para la elaboración de los inventarios de ciclo de vida de las refinerías Talara y Conchán.	28
Tabla 5. Metodologías para el cálculo de las emisiones al aire, efluentes y emisiones al agua por refinería	34
Tabla 6. Procesos de Ecoinvent seleccionados para modelar la extracción de crudos.....	36
Tabla 7. Parámetros para la modelación del transporte de crudos a La Pampilla.....	38
Tabla 8. Consumo de energía de la refinería La Pampilla	38
Tabla 9. Parámetros para la modelación del transporte de crudos a Talara.....	40
Tabla 10. Consumo de energía de la refinería Talara	40
Tabla 11. Parámetros para la modelación del transporte de crudos a Conchán	41

<i>Tabla 12. Consumo de energía de la refinería Conchán.....</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 13. Categorías de impacto seleccionadas – Metodología ReCiPe (2017)</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 14. Resultados de la evaluación de impactos generados para la producción de 1kg de Diésel B5 en Pampilla, Talara y Conchán.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 15. Resultados de la evaluación de impactos para la producción de 1kg de diésel B5 en Pampilla, Talara y Conchán, comparadas con refinerías de tecnología Suiza y tecnología “RoW” para 1kg de diésel.</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 16. Resultados del análisis de incertidumbre para 1 kg de diésel B5 producido en Perú</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 17. Comparación de los resultados de evaluación de impacto de las refinerías con respecto a la media peruana.</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 18. Comparación de los resultados de evaluación de impacto para diferentes formulaciones de diésel</i>	<i>62</i>

ANEXOS

Anexo 1: Inventario de Ciclo de Vida de los productos de la refinería La Pampilla normalizado para 1kg de Diésel B5

Anexo 2: Inventario de Ciclo de Vida de los productos de la refinería Talara normalizado para 1kg de Diésel B5

Anexo 3: Inventario de Ciclo de Vida de los productos de la refinería Conchán normalizado para 1kg de Diésel B5

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Contexto internacional

El incremento en las emisiones de gases de efecto invernadero es una de las principales causas del cambio climático, siendo ésta una problemática mundial con graves consecuencias, tales como el aumento del nivel de los mares, la intensificación de desastres naturales, entre otros (Boldrin et al, 2009; National Geographic, 2017). Según un informe de la Agencia de Protección Ambiental (EPA, por sus siglas en inglés) (2017), el 43% de las emisiones de gases de efecto invernadero generadas en Estados Unidos durante el año 2015 fueron a causa de la quema de combustibles fósiles, ya sea para la generación de energía eléctrica o para el transporte. Además, se tiene un efecto dañino sobre la salud humana debido a la generación de material particulado, como consecuencia secundaria de la quema de combustible (WHO, 2016).

Según la revisión estadística de British Petroleum (2017), el consumo de petróleo creció en 1,6 millones de barriles diarios el año 2016. En la Figura 1, se muestran las reservas mundiales y su distribución por zonas geográficas. Se puede ver que, actualmente, las reservas mundiales se estiman en 1 706 miles de millones de barriles de los cuales casi la mitad se encuentran en Medio Oriente y alrededor de un 20% se encuentran en Sudamérica y Centroamérica.

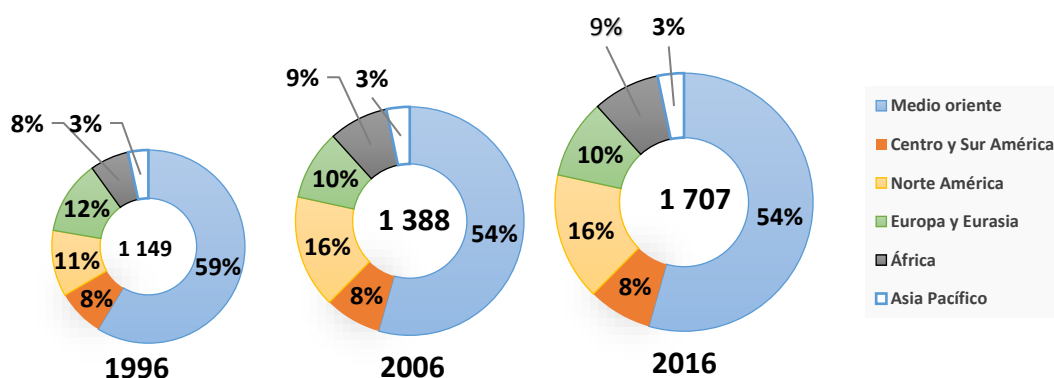


Figura 1. Reservas mundiales probadas de petróleo en miles de millones de barriles.
Fuente: Adaptado de British Petroleum (2017)

Los países del bloque Asia Pacífico son los que importan mayores cantidades de crudo, siendo también los que cuentan con las mayores capacidades de refinación. Así mismo, en la región de Sur- y Centroamérica, los mayores exportadores de crudo son Venezuela

y Brasil, los cuales venden la mayor parte de sus combustibles a Estados Unidos y países del bloque Asia Pacífico (British Petroleum, 2017).

Las capacidades de refinación en miles de barriles por día (MBPD) por área geográfica se muestran en la Figura 2. Como se puede notar, las mayores capacidades instaladas se encuentran en Asia Pacífico, lo cual contrasta con el hecho de que es la región con menor cantidad de reservas probadas.

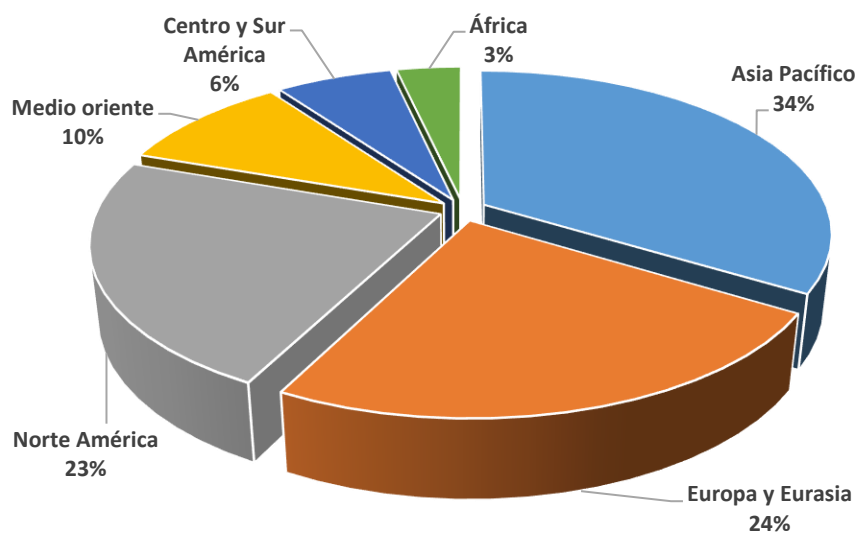


Figura 2. Capacidad de refinación por área geográfica en MBPD.

Fuente: Adaptado de British Petroleum (2017)

1.2. Contexto nacional

En Perú, según el ministerio de energía y minas (MINEM, 2017), la mayor parte de los combustibles líquidos (67,8 %), se utiliza en el transporte. El resto del consumo, se comparte entre la industria en general, la generación de energía y el sector comercial.

El país cuenta con seis refinерías de petróleo principales, de las cuales cinco son administradas por la empresa Petroperú (Conchán, Talara, El Milagro, Iquitos y Pucallpa), y una es administrada por la empresa Repsol (La Pampilla). En las refinерías La Pampilla y Conchán, prácticamente todo el crudo que procesan es importado. La refinерía Talara procesa un 44% de crudo nacional, siendo el resto importado. Las refinерías El Milagro, Iquitos y Pucallpa, trabajan solamente con crudo nacional. En la Figura 3 se muestran los flujos de combustible en el país.

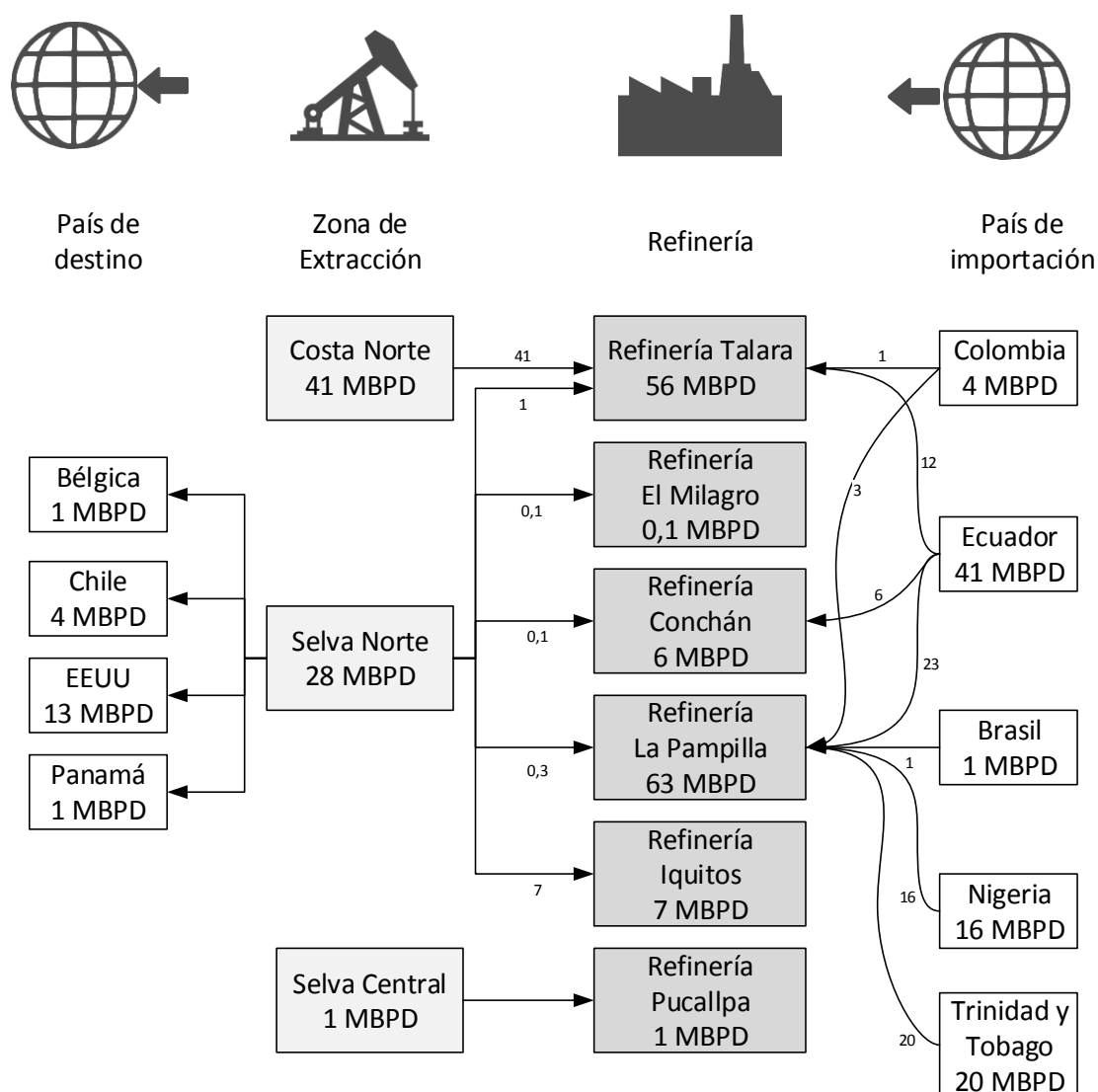


Figura 3. Flujos de los hidrocarburos en Perú en miles de barriles por día (MBPD).

Fuente: (OSINERGMIN, 2015)

Las refinerías en el Perú tienen una antigüedad de entre 40 y 60 años (Petroperu, 2017; Repsol, 2017) habiéndose desarrollado mejoras en cuanto a tecnologías, implementación de nuevas unidades de refino e incremento de la capacidad de procesamiento. En la Figura 4 se muestra la producción total de derivados por refinería en miles de barriles (MBLS). La refinería La Pampilla tuvo una producción que representó casi el 46% del total de derivados producidos a nivel nacional para el año 2016, siendo la de mayor nivel de producción. Así mismo, la producción de derivados en las refinerías Talara y Conchán representaron el 32% y 17% del total a nivel nacional en el mismo año, respectivamente. Finalmente, las refinerías Iquitos, Pucallpa y El

Milagro tuvieron una producción de derivados de aproximadamente 5% del total a nivel nacional. Considerando que la producción nacional de derivados se concentra en un 95% en las refinerías La Pampilla, Talara y Conchán, el presente análisis se basa en estas tres refinerías.

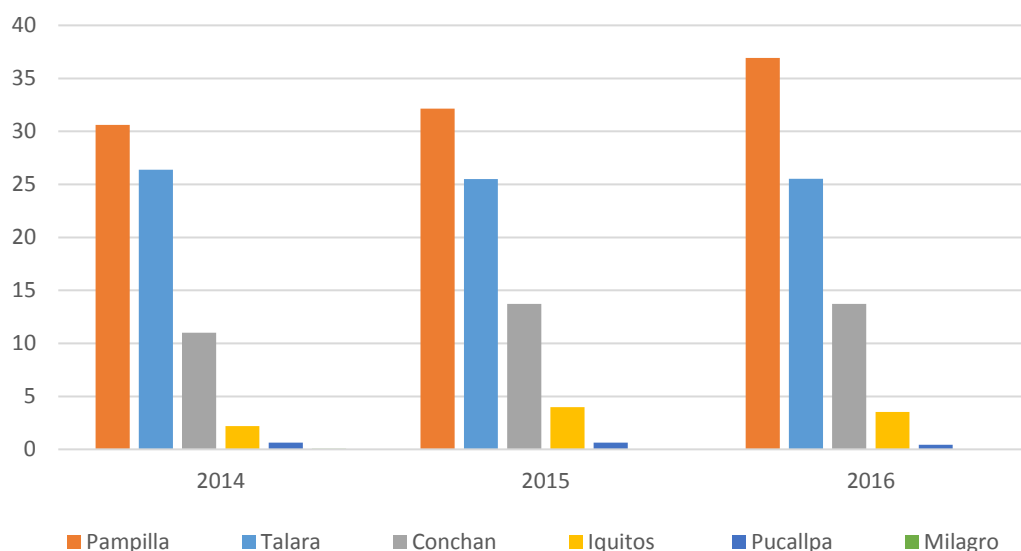


Figura 4. Producción de derivados por refinería para los años 2014, 2015 y 2016 en MMBLS. Fuente: (MINEM, 2016)

1.3. Procesos de refinación instalados en Perú

La cadena de valor de los hidrocarburos líquidos (petróleo y sus derivados), parte desde la exploración de nuevas reservas y la extracción de petróleo, considerando el transporte de hidrocarburos y la refinación (donde ocurre la transformación en los diferentes combustibles), hasta llegar a la distribución y uso final.

En el centro de la cadena del valor de los combustibles líquidos se encuentran las refinerías de petróleo, plataformas industriales destinadas a la separación del crudo en petróleos industriales, gasolina, diésel, aceites lubricantes, asfaltos, combustible de aviación o Turbo Jet, entre otros derivados. Los crudos pesados producen mayor cantidad de derivados pesados como el asfalto y petróleo residual, mientras que los crudos livianos producen mayor cantidad de combustibles livianos como gasolina y combustibles de aviación. Los combustibles livianos tienen un mayor valor económico en el mercado, por lo que los crudos livianos se consideran de mejor calidad que los crudos pesados.

En una refinería se llevan a cabo varios procesos, empezando con la destilación primaria y destilación al vacío; siguiendo con los procesos de visbreaking, craqueo, reformado catalítico e hidrocrqueo, hasta las tecnologías más avanzadas como la hidrodesulfuración, unidades de mejora por oxidación (Merox) y coquización. Asimismo, las refinerías requieren de procesos auxiliares, como plantas de producción de hidrógeno, para los procesos de hidrodesulfuración e hidrocrqueo, y plantas de cogeneración eléctrica.

Las diferencias que se tienen en la producción de derivados de cada refinería se deben principalmente a las unidades de procesamiento implementadas y la calidad de los crudos de entrada. En la Tabla 1 se muestran las unidades de refino, instaladas o en proceso de construcción, en las plantas del país. Las refinerías La Pampilla, Talara y Conchán poseen una mayor cantidad de unidades de refino, lo que les permite reutilizar los subproductos más pesados de la destilación primaria e ingresarlos a procesos más complejos.

Tabla 1. Unidades de refino y unidades auxiliares en las refinerías del Perú.

Unidades de refino	La Pampilla	Talara	Conchán
Destilación primaria	E	E	E
Destilación al vacío	E	E	E
Termocraqueo o visbreaking	E	-	-
Craqueo catalítico fluido (FCC)	E	E	-
Reformado catalítico	E	-	-
Mejora por oxidación	E	-	-
Hidrodesulfuración	C	C	-
Coquización	-	C	-
Aminas	C	-	-
Planta de recuperación de azufre	C	C	-
Planta de producción de hidrógeno	C	C	-
Cogeneración eléctrica	-	C	-

E: instalación existente

C: instalación en construcción

Según se muestra en la Tabla 1, las refinerías con mejor tecnología son La Pampilla y Talara; sin embargo, sus niveles de complejidad no son muy elevados, en comparación con la media mundial. A continuación, se explican los procesos que ocurren en cada unidad de refino y unidad auxiliar.

1.3.1. Unidad de Destilación Primaria

El proceso de refinación de crudo parte de la columna de destilación primaria. En ella se separa los hidrocarburos según la cantidad de carbono en sus moléculas. Los productos se colectan a diferentes condiciones de altura y temperatura, empleando sus diferencias en los puntos de fusión y ebullición. Los rangos de temperatura pueden variar entre 20 y 600°C, mientras que la altura de la torre depende de la capacidad de producción instalada. En la Figura 5 está representada una torre de destilación. Nótese que los productos más volátiles, con una densidad promedio de 0.6 gr/cm³, se obtienen en la parte superior, mientras que los más densos, con densidades superiores a 1 gr/cm³ se colectan en los niveles más bajos.

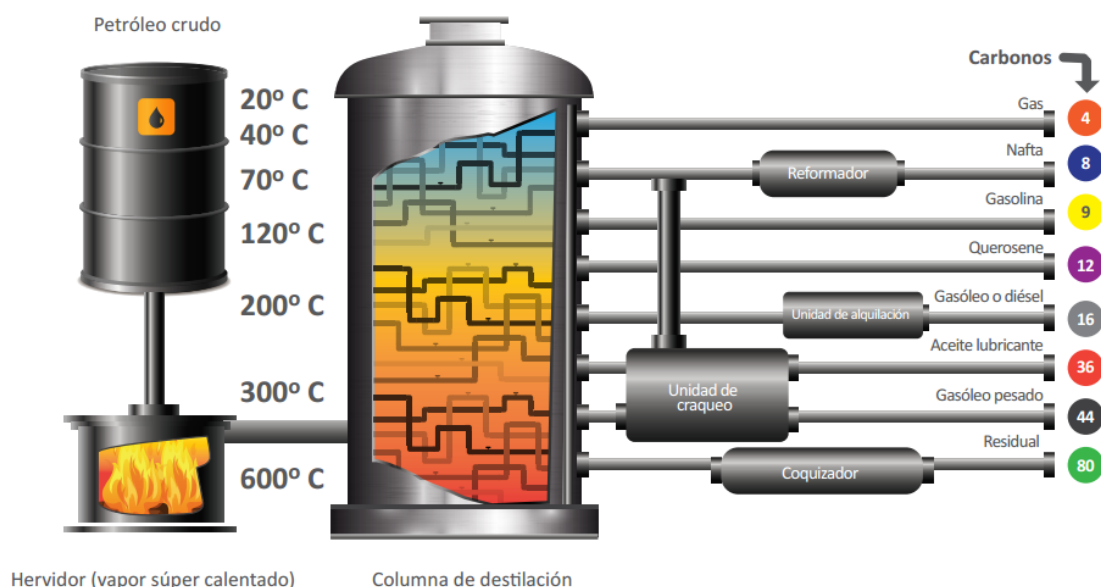


Figura 5. Representación de una columna de destilación.

Fuente: (OSINERGMIN, 2015)

1.3.2. Unidad de Destilación al vacío

Las unidades de destilación al vacío, están diseñadas para operar en condiciones termodinámicas adecuadas que le permitan destilar las fracciones pesadas del crudo (p. ej. gasóleo pesado, residual) provenientes del residuo de la destilación primaria. Para lograrlo se baja la presión de trabajo a través de eyectores de vapor, hasta alcanzar presiones absolutas de 20 mmHg, obteniendo productos intermedios de cadenas de carbono más cortas (p. ej. nafta, diésel).

1.3.3. Unidad de Visbreaking

Es un proceso de calentamiento de las corrientes residuales de la destilación primaria manejado a mayores niveles de presión y temperatura. En algunas refinerías se utiliza la misma torre de destilación primaria para realizar el *Visbreaking*, mientras que en otros casos se cuenta con un proceso separado. Cuando se hace en la torre de destilación primaria, la temperatura de los hornos debe elevarse entre 36-83 °C por encima de los rangos de operación.

La carga consiste de un residual, petróleo industrial o asfaltos, mezclados con diésel y gasóleo liviano. Durante el proceso se empieza a romper los hidrocarburos de cadena larga en cadenas más cortas, consiguiendo que la viscosidad y la densidad disminuyan, obteniendo productos intermedios de cadenas de carbono más cortas (p. ej. nafta, diésel).

1.3.4. Unidad de Craqueo Catalítico Fluido

El Craqueo Catalítico Fluido (FCC, por sus siglas en inglés) consiste en la descomposición térmica de los componentes del petróleo en presencia de un catalizador. El propósito del FCC es convertir los hidrocarburos pesados provenientes de la destilación primaria, cuyo punto de ebullición es igual o superior a los 315 °C, en hidrocarburos livianos de cadenas de carbono más cortas, con un punto de ebullición por debajo de los 221 °C. Los catalizadores más comunes se componen de óxido de silicio (SiO_2) y alúmina (Al_2O_3).

1.3.5. Unidad de Reformado Catalítico

El reformado catalítico es un proceso químico fundamental en la producción de gasolina. Su objetivo es aumentar el octanaje de los combustibles, de manera que se pueda elevar su calidad. Para ello, se utilizan altas temperaturas (490-530 °C), presiones moderadas (10-25 bar) y catalizadores sólidos de platino y otros metales nobles soportados sobre alúmina.

1.3.6. Unidad de Mejora por Oxidación

La unidad de mejora por oxidación o MEROX está diseñada para la eliminación de compuestos de azufre contenidos en el queroseno, mediante el ablandamiento con sosa (hidróxido de sodio). Este método sólo se utiliza para fracciones que contienen pocos productos sulfurados, especialmente mercaptanos. El queroseno, despojado de azufre, se envía al almacenamiento para su uso en la fabricación de JET A-1 (combustible para aviones).

1.3.7. Unidad de Hidrodesulfuración

La hidrodesulfuración es un proceso químico catalítico destinado a eliminar el azufre (impureza contaminante) que se encuentra en los productos resultantes de la destilación del petróleo, tales como naftas, keroseno y diésel. Se instala antes de los procesos que pueden ver afectados sus catalizadores, como el reformado catalítico.

Las salidas de la destilación primaria (naftas, keroseno, diésel) contienen una gran cantidad de compuestos orgánicos de azufre, tales como el tiol, tiofeno, benzotiofeno, dibenzotiofeno y naftodibenzotiofeno. El contenido de azufre de un combustible es un indicador de calidad, ya que combustibles altos en azufre, conllevan a la corrosión temprana de los componentes del motor, además provocan emisiones de óxidos de azufre.

Los procesos de hidrodesulfuración consisten básicamente en un sistema de reacción donde los compuestos orgánicos de azufre reaccionan con el hidrógeno para obtener hidrocarburos y ácido sulfhídrico. El sistema de reacción consta usualmente de reactores empacados de tres fases, llamados así porque se encuentran presentes en fase líquida (producto en proceso), fase gaseosa (H_2 y H_2S) y la fase sólida (catalizador). Estos son

operados a co-corriente, es decir, la fase líquida y gas fluyen en la misma dirección y la masa de catalizador, tipo cobalto/molibdeno sobre alúmina, se mantiene fija.

1.3.8. Unidad de Coquización

La coquización es un proceso de craqueo térmico que se realiza a los residuos pesados de la destilación al vacío. A pesar de que una de las mayores salidas de este proceso es el coque, el objetivo fundamental no está enfocado a su producción, sino a la obtención de productos de mayor valor comercial.

Este proceso trabaja a temperaturas de 510 a 563 °C. A través de este proceso se obtienen naftas y gases que luego pueden ser tratados catalíticamente. La química de este proceso consiste en la ruptura por calentamiento de las cadenas laterales de los hidrocarburos de cadena larga, para convertirlas en isómeros de cadena más corta. Luego de perder sus cadenas laterales, los hidrocarburos se estabilizan en forma de coque.

1.3.9. Unidad de Regeneración de aminas

En la unidad de aminas, se elimina el componente ácido sulfhídrico (H_2S) de la corriente de gas que va a alimentar a una turbina de gas de Cogeneración Eléctrica. Para ello, se utiliza una solución de amina que tiene la propiedad de absorber el gas ácido H_2S para evitar la corrosión en la turbina. La solución de amina ingresa por la parte superior de una columna y fluye hacia abajo.

El gas ácido asciende a través de la columna, lavándose en contracorriente con la solución de amina, que absorbe selectivamente el H_2S contenido en el mismo. Este gas entra con una concentración de H_2S máxima de 8.3% en volumen y sale con una concentración menor a 500 ppm.

La transferencia de masa está dada por el equilibrio vapor-líquido entre el gas ácido y la amina. Dado que la reacción ácido-base es exotérmica, es de esperar que ocurra un aumento en la temperatura de la amina a la salida del mismo. El contenido máximo de H_2S en el gas dulce que se envía a la Turbina de Cogeneración es de 500 ppm.

1.3.10. Planta de Recuperación de Azufre

En la planta de recuperación de azufre se lleva a cabo el tratamiento de los gases sulfurados, con dos variantes según los productos que se obtienen. En la primera

variante, se obtiene ácido sulfúrico, mientras que en la segunda, se obtiene azufre sólido. En ambas variantes se tratan las corrientes del regenerador de aminas en un reactor donde el ácido sulfhídrico (H_2S) es oxidado a dióxido de azufre (SO_2) y agua (H_2O) mediante incineración con recuperación energética. La elevada temperatura de los gases de salida del reactor térmico se aprovecha energéticamente generando vapor de alta presión en una caldera.

Para obtener ácido sulfúrico (H_2SO_4), luego de la incineración se pasa a la conversión de SO_2 a óxido de azufre (SO_3), en un convertidor catalítico de alta temperatura. Aquí, se someten las corrientes de SO_2 a temperaturas sobre los 400°C , con exceso de oxígeno y en presencia de un catalizador compuesto de óxido de vanadio. El SO_3 obtenido luego es hidratado con vapor de agua para obtener directamente H_2SO_4 en forma gaseosa, que luego es condensado en un intercambiador de calor.

Para obtener azufre sólido, se utiliza un condensador a la salida de la incineración inicial sobre las corrientes de H_2S . De esta forma, se acondiciona térmicamente el flujo para su conversión catalítica. La conversión catalítica ocurre a través de tres reactores conectados en serie. En el primer reactor, el SO_2 formado en el reactor térmico, reacciona con H_2S formando vapores de azufre. Tras la conversión, el efluente del reactor catalítico se envía a un condensador y se condensa el azufre. El proceso se repite en un segundo reactor, enviando el efluente a otro condensador, en el que se separa azufre y se acondiciona la corriente de gases mediante la inyección de aire, que favorece la reacción de conversión de H_2S a azufre elemental y agua en presencia de oxígeno, para alimentar al tercer reactor catalítico. La salida de este tercer reactor catalítico se envía a otro condensador, donde se retira el azufre formado.

Todas las corrientes de azufre líquido separado se almacenan en el tanque de azufre líquido, el cual cuenta con un sistema de calefacción con vapor de baja presión para evitar la solidificación del azufre. Desde allí se envían hacia una cinta transportadora, que dispone de un aporte de agua de refrigeración con objeto de solidificar el azufre, generando así pastillas semiesféricas de unos 4-6 mm de diámetro aproximadamente que se transportan mediante la cinta hasta la tolva de almacenamiento.

1.3.11. Planta de Producción de Hidrógeno

La tecnología más viable para obtener el hidrógeno se determina a partir de la configuración de la refinería y los procesos existentes. Generalmente se valoran tres alternativas:

- Recuperación: A partir de procesos como el reformado catalítico, flexicoking, e incluso de algunas purgas de unidades de hidrodesulfuración tanto de alta como de baja presión.
- Unidades de producción específicas: Se puede producir hidrógeno mediante procesos de *steam reforming* y la oxidación parcial, siendo el proceso de *steam reforming* el más conocido y más utilizado a nivel industrial para su producción.
- Suministro externo: Adquisición de hidrógeno a través de empresas externas a las refinerías que se dedican a su producción.

1.3.12. Planta de Cogeneración Eléctrica

La cogeneración eléctrica provee mayor eficiencia energética, ya que se aprovecha el calor residual como eléctrica para el proceso. Los sistemas de cogeneración más utilizados en las refinerías son:

- Ciclo con turbina de gas: Es el tipo más usual para instalaciones medianas con demanda de vapor. La generación de energía eléctrica se realiza moviendo la turbina con gas a alta presión y luego el gas se combustiona produciendo vapor que puede ser aprovechado por la refinería.
- Ciclo con turbina de vapor: La energía se produce por expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera alimentada a gas o combustibles líquidos.
- Ciclo combinado: Consiste en la aplicación conjunta de una turbina de gas y una de vapor. En esta tecnología coexisten dos ciclos termodinámicos, uno cuyo fluido de trabajo es el vapor de agua y otro cuyo fluido de trabajo es un gas producto de una combustión o quema.

1.4. Características generales de las refinerías de petróleo en Perú

1.4.1. Refinería La Pampilla

La refinería La Pampilla tiene una capacidad de refinación de 102 MBPD, representando casi la mitad de la demanda total peruana. En la Figura 6 se muestra un diagrama general de los procesos existentes dentro de la refinería. Estos procesos incluyen la destilación primaria (UDP), la destilación al vacío (UDV), el visbreaking, el craqueo catalítico fluido (FCC), el hidrotratamiento (HDT), el reformado catalítico, la hidrodesulfuración de naftas (SHU) y diésel (HDS), la regeneración de aminas, y la isomerización y mejora por oxidación (Merox). Además, se tienen instalados procesos auxiliares como la cogeneración eléctrica, la recuperación de azufre y la producción de hidrógeno.

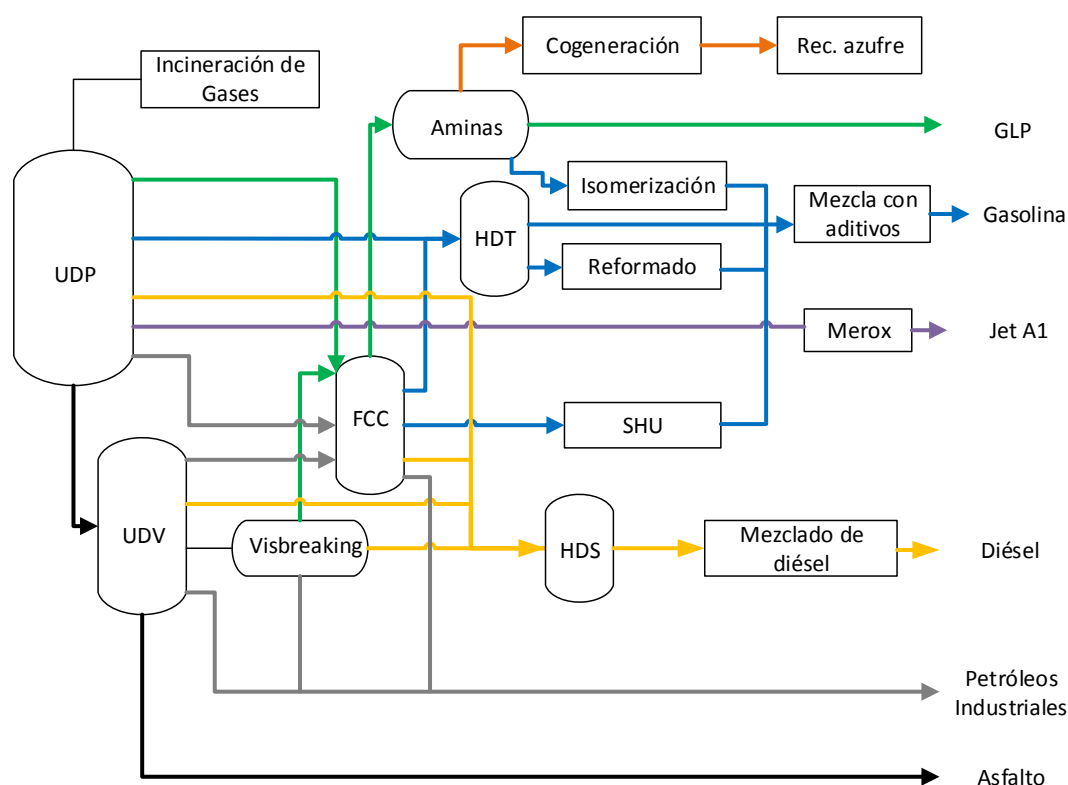


Figura 6. Diagrama de los procesos incluidos en la refinería La Pampilla

Actualmente, la refinería La Pampilla es la única planta que cuenta con el proceso de hidrodesulfuración de diésel, a través del proyecto RLP21: Adecuación a Nuevas Especificaciones de Combustibles. Esta modernización incluye un tratamiento por hidrodesulfuración de destilados medios (p. ej. keroseno), la Unidad de Aminas II y la recuperación de azufre.

Los procesos de regeneración de aminas y recuperación de azufre utilizan una amina denominada MDEA diluida al 40% en peso, para recuperar el sulfuro de hidrógeno (H_2S) producido por la Hidrodesulfuración. La recuperación tiene una capacidad de diseño de 47 toneladas de azufre sólido por día.

La Planta de Producción de Hidrógeno tiene una capacidad de diseño de 1 150 kg/h. Esta planta puede ser operada con gas natural, nafta hidrotratada o gas combustible. El dióxido de carbono resultante de la combustión dentro de la misma planta, se extrae, purifica y licua, para ser vendido al mercado local.

1.4.2. Refinería Talara

La refinería Talara cuenta con una capacidad de 65 MBPD, siendo la segunda más grande de Perú en cuanto a capacidad de procesamiento (Petroperú, 2017). Esta refinería cuenta con los procesos de destilación primaria (UDP), destilación al vacío (UDV) y craqueo catalítico fluido (FCC), mejora por oxidación (Merox) y regeneración de aminas. En la Figura 7 se puede ver un diagrama general de la configuración actual de los procesos de refinación.

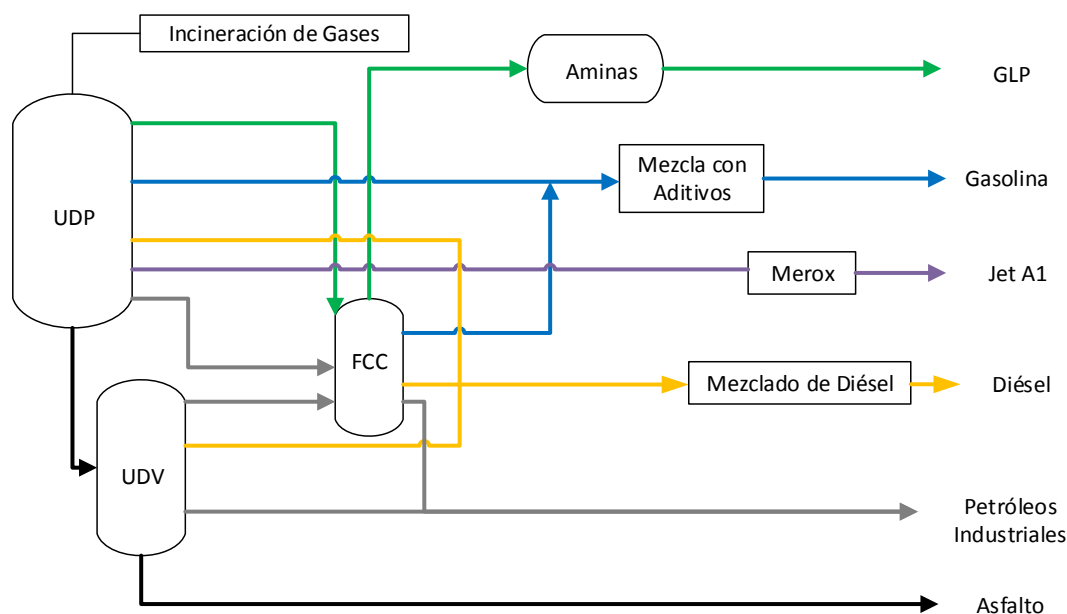


Figura 7. Diagrama de los procesos incluidos en la refinería Talara

El proyecto de modernización para disminuir el contenido de azufre en el diésel, contempla la instalación de una nueva unidad de destilación al vacío, así como los procesos de hidrodesulfuración para naftas y diésel, la reformación catalítica de nafta y la coquización de residuos de vacío. La nueva unidad de Destilación al Vacío de 35 MBPD se sumará a las unidades actuales incrementando la capacidad total de destilación al vacío a 56 MBPD.

El proceso de hidrodesulfuración de diésel, considera una unidad con capacidad de 41 MBPD, donde se reducirá el azufre de este combustible a menos de 50 ppm. La hidrodesulfuración de nafta tendrá una capacidad de carga de 13.3 MBPD, alimentando con su producto a la unidad de reformado catalítico. El Reformado Catalítico, necesario para cubrir los requerimientos de octanaje de las mezclas de gasolina, contará con una tecnología de tipo semi-regenerativa utilizando un catalizador para mejorar la producción de hidrógeno.

Actualmente, la unidad FCC tiene una capacidad de proceso de 19 MBPD que será aumentada a 25 MBPD. La nafta obtenida en FCC pasará a la unidad de hidrodesulfuración, obteniendo hasta 9.5 MBPD de nafta libre de azufre que alimentará el *pool* de gasolinas de contenido máximo de azufre de 50 ppm.

Los fondos de las unidades de destilación al vacío se procesarán en el *Flexicoking*. Este proceso convierte el coque en flexigas, gas con baja capacidad calorífica y azufre, que será usado como combustible para refinería, reduciendo la necesidad de compra de gas natural.

Dentro de los procesos auxiliares previstos a instalar, se encuentra la Planta de Producción de Hidrógeno, con una capacidad de 30 m³ gaseosos diarios, que alimentará el proceso de hidrodesulfuración. Otro proceso auxiliar es la planta de recuperación de azufre, en la variante de obtención de ácido sulfúrico, que aprovechará el contenido de azufre de los gases ácidos residuales. Esta instalación reducirá significativamente la emisión de dióxido de azufre al ambiente mientras crea un subproducto comercializable.

1.4.3. Refinería Conchán

La Refinería Conchán es una refinería simple, comparada con las refinerías La Pampilla y Talara. Esta refinería cuenta con una unidad de Destilación Primaria de una capacidad de 15,5 MBPD, y una unidad de Destilación al Vacío de 10 MBPD. Puede almacenar más de 2 millones barriles de hidrocarburos líquidos y su puerto puede atender buques tanque de hasta 75 mil toneladas de peso muerto (peso total del barco incluyendo su carga). En la Figura 8 se puede ver un diagrama general de la configuración actual de los procesos de refinación.

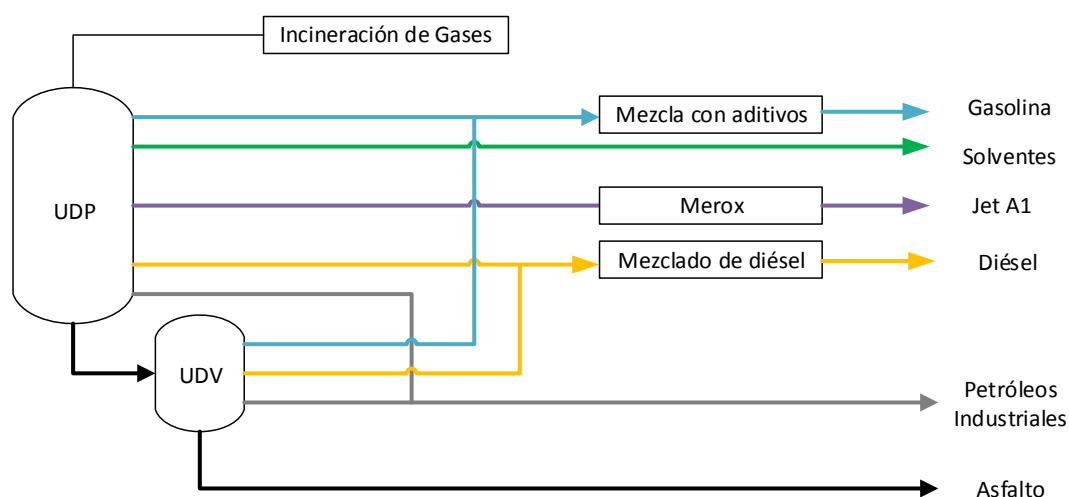


Figura 8. Diagrama de los procesos incluidos en la refinería Conchán

La tecnología de refinación presente en la refinería Conchán ha sido mejorada recientemente a través de la adaptación en 2011 de sus hornos para utilizar gas natural

como combustible. En 2012 se reemplazó la columna C-1 de la unidad de Destilación Primaria, cuyo ciclo de operación estaba por cumplirse, por una nueva columna de destilación, aumentando la capacidad de procesamiento a 15,5 MBPD.

Otro proyecto de mejora consistió en el reemplazo del sistema de enfriamiento de gases y vapores de la parte superior de la unidad de Destilación Primaria. El nuevo sistema cuenta con cabezales de planchas de acero al carbono recubiertos de monel. El monel es una aleación de níquel y cobre cuya conductividad térmica es muy significativa y con gran resistencia a la corrosión, permitiendo incrementar el tiempo de operación del equipo y obtener un mejor enfriamiento con un menor consumo de energía.

1.5. Producción nacional de derivados

La industria de refinación en el Perú durante el año 2016 obtuvo 25 tipos de derivados. Entre ellos destaca el diésel B5, los gasoholes de distintos octanajes, el Turbo Jet A-1 (combustible de aviación) y los petróleos industriales. En la Tabla 2 se pueden apreciar los valores de producción de cada uno de los hidrocarburos por refinería, y el total de producción a nivel nacional.

Tabla 2. Producción de principales derivados de petróleo en Perú por refinería (MBLS). Fuente (MINEM, 2017).

Refinería	Pampilla	Talara	Conchán	Otros	Total
Gas Licuado del Petróleo GLP	607	1 704			2 311
Gasolina 97 octanos			514		514
Gasolina 95 octanos		672	815		1 487
Gasolina 90 octanos		3 204	2 707	124	6 035
Gasolina 84 octanos		1 777	375	520	2 672
Gasohol 98 Plus	340				340
Gasohol 97 Plus	144				144
Gasohol 95 Plus	1 236				1 236
Gasohol 90 Plus	2 542				2 542
Gasohol 84 Plus	687				687
Turbo Jet A-1	3 654	1 233		101	4 988
Turbo JP-5		10			10

Refinería	Pampilla	Talara	Conchán	Otros	Total
Diesel Marino 2		68		1	69
Diesel B5	2 477	6 658	705	905	10 744
Diesel B5 - S50	10 164		1 524		11 689
Intermed. Fuel Oil - IFO 180/380	1 160	1 115	393		2 668
Petróleo Industrial N° 6	3 404	3 753	85	500	7 743
Petróleo Industrial 500	4 362	643	248		5 253
Asfalto Líquido RC/MC	32	31	80.5		144
Asfalto Solido	532	120	602		1 255
Solvente 1			12	62	74
Solvente 3		14.3	84	32	130
Destilados medio para mezcla		13			13

A partir de la Tabla 2, se desarrolla un análisis de Pareto para determinar los combustibles con mayor volumen de ventas. En la Figura 9 se muestran los resultados de este análisis, y se observa que el diésel B5 S50 (diésel de bajo azufre) y el diésel B5 (diésel regular) representan el 36% de la demanda de combustibles del país durante el año 2016. Es importante mencionar que la refinería La Pampilla, a partir del segundo semestre del año 2016, ha iniciado la producción de Diésel B5 S50 (MINEM, 2017), siendo la única refinería en el país capaz de producir dicho combustible.

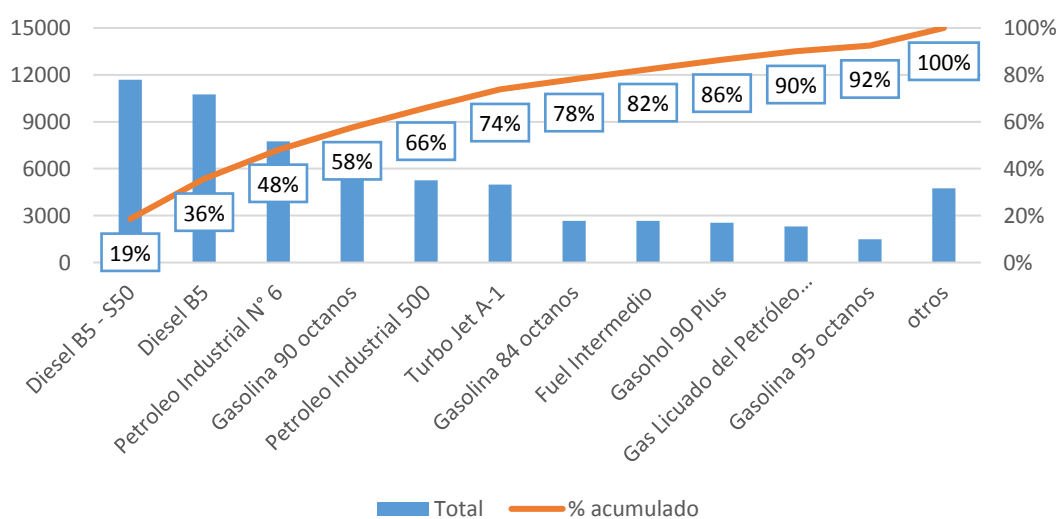


Figura 9. Análisis de Pareto para los principales productos de las refinerías

1.6. Aplicación del Análisis de Ciclo de Vida al sector refineras

En línea con los esfuerzos globales para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, la metodología de Análisis de Ciclo de Vida (ACV) es una herramienta ampliamente utilizada para cuantificar impactos ambientales de un producto, permitiendo una visión más transversal y apoyando la toma de decisiones (Silveira et al., 2017). Por lo tanto, ha sido utilizada en la comparación del desempeño ambiental de tecnologías implementadas en el proceso de refinación de petróleo, la identificación de los puntos críticos de contaminación en el ciclo de vida de los combustibles y la búsqueda de combustibles alternativos al petróleo.

Los estudios de comparación de tecnologías de refino se enfocan en la etapa de producción de los combustibles en las refineras, buscando las alternativas que generen el menor impacto ambiental posible. Morales-Mora et al. (2015) evalúa distintas tecnologías de tratamiento de aguas residuales en refineras identificando factores que puedan afectar su rendimiento; mientras que Motazedí et al. (2017) desarrolla un análisis técnico-económico para identificar las tecnologías que permitan reducir emisiones de gases de efecto invernadero sin generar incremento en los costos de implementación y operación. Además, se han desarrollado investigaciones de la relevancia de aplicar la metodología de ACV desde el diseño de una planta de refinación (Morales-Mora et al., 2014).

Así mismo, Morales-Mora et al. (2015) aplicó el ACV a la identificación de las etapas críticas en el ciclo de vida de la gasolina chilena, resaltando que las fases de producción del combustible y distribución y uso son las mayores contribuyentes al cambio climático. Finalmente, se puede encontrar estudios relacionados a la búsqueda de combustibles alternativos al diésel y gasolina, como biodiésel elaborados a partir de algas o palma aceitera (Carneiro et al., 2017; Intarapong et al., 2016; Quispe et al., 2009).

En todos los casos anteriores, las bases de datos de ciclo de vida son el soporte necesario para la elaboración de estudios comparativos. En la medida que los datos que se incluyen en el soporte estén actualizados y regionalizados, se garantiza una mayor exactitud en los resultados. En este sentido, el presente trabajo se enfoca en la generación de

inventarios de ciclo de vida de los productos obtenidos de las refinerías peruanas, así como el cálculo de impactos ambientales bajo la metodología de ACV.

2. MATERIALES Y METODOLOGÍA

2.1. ACV y Normativa ISO

La metodología de trabajo que se siguió para llevar a cabo el análisis de ciclo de vida (ACV) de los productos de refinería en Perú se encuentra alineada a los pasos generales proporcionados por las normas ISO 14040 y 14044 (ISO, 2006a; ISO, 2006b).

La herramienta de análisis de ciclo de vida es considerada como una evaluación integral que analiza los impactos ambientales relevantes que ocurren desde el inicio hasta el final de la vida del producto o servicio. La herramienta permite entregar una evaluación holística, además de identificar los principales impactos y hot-spots en el proceso productivo (Guineé y Heijungs, 2005). La metodología de ACV es conocida mundialmente y su estructura consiste en cuatro fases diferentes interrelacionadas (Figura 10): definición del objetivo y alcance, análisis de inventario, evaluación de impactos e interpretación de los resultados.

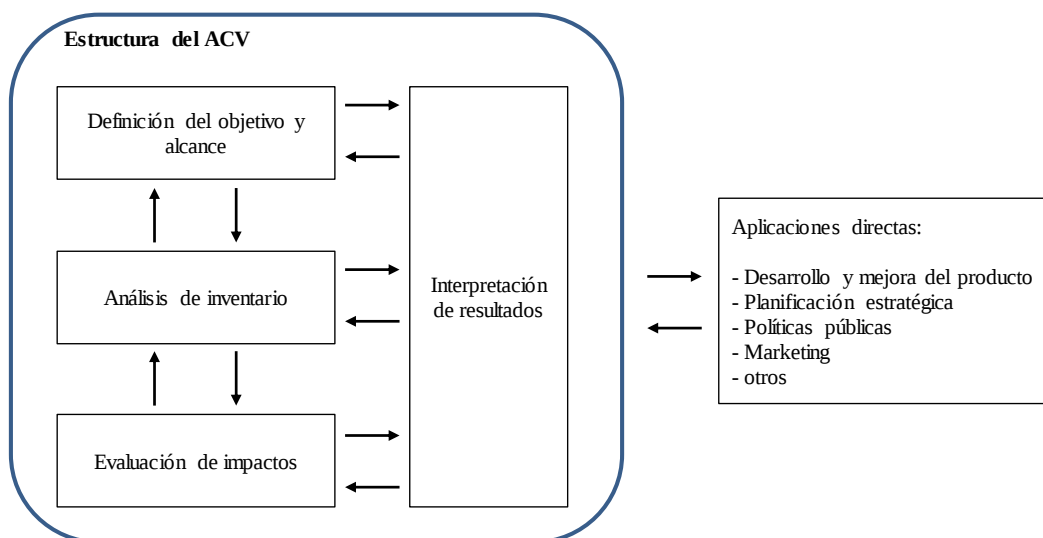


Figura 10. Fases en un estudio de ciclo de vida (Fuente: ISO 14044:2006)

2.2. Recopilación de información

Como primer paso, de manera general, se llevó a cabo un estudio del contexto general del sector en el país, a partir del cual se definieron las refinerías que se incluirían en el proyecto según su representatividad en el sector, siendo La Pampilla, Talara y Conchán las seleccionadas. Estas refinerías en conjunto representan más del 95% de la producción de derivados en Perú.

El segundo paso fue la elaboración de cuestionarios para la obtención de datos. Estos cuestionarios parten de un análisis de los diagramas de proceso de las plantas, identificando la lista de los insumos, efluentes, residuos, emisiones y productos terminados que se obtienen en cada una de las refinerías. A continuación, se describe el procedimiento de recopilación de información en cada refinería.

2.2.1. Refinería La Pampilla

La refinería La Pampilla, propiedad de la empresa privada Repsol Perú, es considerada como la más moderna del país. En octubre de 2016 se inició la producción de Diésel de Bajo Azufre (diésel B5 – S50). En general, esta instalación tiene una capacidad ampliada de refinación de 117 MBPD (MINEM, 2016).

Para poder llevar a cabo la recolección de data, el MINAM emitió cartas de solicitud de información a la alta gerencia de la empresa Repsol Perú. Como respuesta, la empresa Repsol Perú envió una carta al MINAM explicando que no desea participar en el proyecto.

Debido a tal decisión, se tuvo la necesidad de recurrir a fuentes de información secundaria. Por lo tanto, se solicitó a la OEFA el informe anual de protección ambiental desarrollado por la refinería donde se especifican los valores obtenidos en los monitoreos de aire y agua, así como los insumos químicos comprados para la producción (RELAPASAA, 2016a). Se consultó, además, el informe anual de sostenibilidad de La Pampilla, obtenido a través de su página web (RELAPASAA, 2016b). En la Tabla 3, se especifica la información de fuente secundaria obtenida para el desarrollo de los inventarios de ciclo de vida.

Tabla 3. Información secundaria obtenida para la elaboración de los inventarios de ciclo de vida.

Información requerida correspondiente al año 2016	Información obtenida	Fuente de información
Consumo total de agua para el proceso productivo por tipo de fuente	Informe anual de sostenibilidad RELAPASAA 2016	RELAPASAA
Compras anuales de catalizadores, agentes limpiadores, solventes, filtrantes membranas entre otros requeridos para el proceso productivo	Informe anual de protección ambiental 2016	OEFA
Cantidad y procedencia por tipo de crudo comprado	Informe de cargas de procesamiento del MINEM	MINEM
Generación de residuos sólidos peligrosos y no peligrosos	Informe anual de sostenibilidad RELAPASAA 2016 e Informe anual de protección ambiental.	RELAPASAA/OEFA
Reporte anual de monitoreos de emisiones al aire	Reporte anual de monitoreos de emisiones al aire de la empresa Repsol	OEFA
Reporte anual de monitoreo de efluentes	Reporte anual de monitoreo de efluentes de la empresa Repsol	OEFA
Cantidad anual por tipo de producto terminado	Informe de cantidad de productos refinados del MINEM	MINEM
Combustibles consumidos para generación de calor y energía en el año 2016	Informe anual de sostenibilidad RELAPASAA 2016	RELAPASAA
Energía eléctrica comprada a la red pública	Informe anual de sostenibilidad RELAPASAA 2016	RELAPASAA

2.2.2. Refinerías Talara y Conchán

Las refinerías Talara y Conchán son propiedad de la empresa Petroperú, de propiedad del Estado y de derecho privado. Esta empresa se dedica al transporte, refinación, distribución y comercialización de combustibles y otros productos derivados del petróleo.

Para un mejor entendimiento del presente proyecto y motivar el interés y participación de la empresa, se realizó una presentación a Iván Cuba, gerente de gestión ambiental de Petroperú, en la que estuvieron presentes Juan Gallarday Prieto, subgerente de gestión ambiental; Laura Guevara Cordero, jefa de la unidad de sistemas integrados de gestión; y Alfredo Pinillos, supervisor de asuntos ambientales. Igualmente, se contó con la presencia de Ricardo Estrada, especialista en evaluación de sustancias químicas peligrosas de la Dirección de Calidad Ambiental, en representación del MINAM.

Paralelamente, se llevó a cabo una entrevista con Jaime Poma, supervisor de operaciones industriales en Petroperú, en la que se facilitaron y explicaron los diagramas de proceso de la refinería Conchán, así como normativa relacionada al tema de protección ambiental del sector hidrocarburos. Posteriormente, se continuó el contacto y por medio de correo electrónico se obtuvo la identificación y evaluación de impactos ambientales y sociales de Petroperú, así como el reporte de desempeño ambiental para el año 2016. Luego de analizar esta información, se enviaron una relación de preguntas específicas de los procesos que ayudaron a la identificación de las tecnologías que se emplean en los subprocesos.

El 8 de mayo de 2017 se envió un plan de trabajo donde, luego de previas coordinaciones con Iván Cuba, se especificaron las fechas de las visitas de campo a las refinerías Talara y Conchán y la información que se deseaba investigar. No se pudieron llevar a cabo las visitas programadas a campo por la falta de disponibilidad de la empresa. Tampoco se llevó a cabo la información faltante.

La información faltante fue suplida con información secundaria recaudada por el equipo de investigación. En la Tabla 4 se muestra la información consultada a las refinerías Talara y Conchán clasificadas según el tipo de información.

Tabla 4. Fuentes de información para la elaboración de los inventarios de ciclo de vida de las refinerías Talara y Conchán.

Refinería Talara			
Clasificación de la fuente	Información requerida correspondiente al año 2016	Información obtenida	Fuente de información
Primaria	Energía eléctrica comprada a la red pública	Reporte de Gestión de cambio climático donde se especifica el total de energía eléctrica y combustibles consumidos en las refinerías Talara y Conchán	Alfredo Pinillos - Supervisor de Asuntos Ambientales de Petroperú
	Combustibles consumidos para generación de calor y energía		
Secundaria	Compra anual de insumos de producción	Reportes de importación de insumos para la producción	SUNAT
	Cantidad y procedencia por tipo de crudo comprado	Informe de cargas de procesamiento y producción de combustibles líquidos elaborado por MINEM	MINEM
	Reporte anual de monitoreos de emisiones al aire y agua	Reporte anual de monitoreos de emisiones al aire y agua de las refinerías Talara y Conchán	OEFA
	Cantidad anual de combustibles líquidos producidos en las refinerías	Informe de cargas de procesamiento y producción de combustibles líquidos elaborado por MINEM	MINEM

Refinería Conchán			
Clasificación de la fuente	Información solicitada correspondiente al año 2016	Información proporcionada por refinería	Fuente de información
Primaria	Consumos mensuales de agua para el proceso productivo, indicando la fuente	Reporte de Desempeño ambiental 2016 donde se especifica la cantidad de agua consumida, especificando la fuente del agua	Jaime Poma - Supervisor de Operaciones Industriales de Petroperú
	Generación de residuos sólidos	Reporte de Desempeño ambiental 2016 donde se especifica el total de residuos sólidos generados	
	Aguas residuales vertidas	Reporte de Desempeño ambiental 2016 donde se especifica el total aguas residuales vertidas	
	Energía eléctrica comprada a la red pública	Reporte de Gestión de cambio climático donde se especifica el total de energía eléctrica y combustibles consumidos en las refinerías Talara y Conchán	Alfredo Pinillos - Supervisor de Asuntos Ambientales de Petroperú
	Combustibles consumidos para generación de calor y energía		
Secundaria	Compra anual de insumos de producción	Reportes de importación de insumos para la producción	SUNAT
	Cantidad y procedencia por tipo de crudo comprado	Informe de cargas de procesamiento y producción de combustibles líquidos elaborado por MINEM	MINEM
	Reporte anual de monitoreos de emisiones al aire y agua	Reporte anual de monitoreos de emisiones al aire y agua de las refinerías Talara y Conchán	OEFA
	Cantidad anual de combustibles líquidos producidos en las refinerías	Informe de cargas de procesamiento y producción de combustibles líquidos elaborado por MINEM	MINEM

3. APLICACIÓN DEL ACV AL CASO DE ESTUDIO

En el presente estudio se aplica la metodología de ACV a los procesos de refinación en el contexto peruano, en base a los estándares ISO 14040 y 14044 (ISO, 2006 a, b). La metodología general para realizar un ACV consta de 4 fases:

- Definición de objetivo y alcance
- Análisis de inventario
- Evaluación de impacto
- Interpretación.

3.1. Objetivo y Alcance

El objetivo general del presente estudio es realizar el inventario de ciclo de vida de los productos de refinación en el Perú, para alimentar la base de datos de inventarios nacionales que estará disponible para las organizaciones y entidades que así lo requieran.

Se consideran como productos de refinación los 23 derivados que se comercializan por las principales refinerías del país (La Pampilla, Talara y Conchán), presentados en la Tabla 2.

3.1.1. Objetivos específicos

- Identificar los flujos de productos necesarios para la refinación de crudo en el territorio peruano.
- Adaptar los datos recopilados en los inventarios de ciclo de vida al formato internacional estandarizado ECOSPOLD.

3.1.2. Alcance

En el estudio se incluyen dentro del análisis los procesos relacionados con la extracción, transporte y refinación de los crudos en las principales refinerías peruanas. Los datos que se utilizaron para la confección del inventario corresponden al año 2016 y son obtenidos tanto de fuentes primarias como secundarias, como se puede ver detalladamente en las Tablas 3 y 4.

3.1.3. Límites del sistema

El sistema se considera de cuna a puerta, es decir, se incluyen los procesos desde la extracción de las materias primas hasta la refinación de los productos dentro de las refinerías estudiadas. En la Figura 11 se pueden observar de manera general los procesos involucrados en el análisis de ciclo de vida. Este estudio está centrado en la refinación de crudo, de la que se inventariaron las emisiones, efluentes, desechos e insumos. Los procesos de color blanco en la Figura 11, corresponden a las etapas del ciclo de vida que han sido modeladas a partir de la base de datos Ecoinvent v3.3 (EMPA, 2013). En el caso de la electricidad, se emplea el estudio de Vazquez-Rowe et al. (2015).

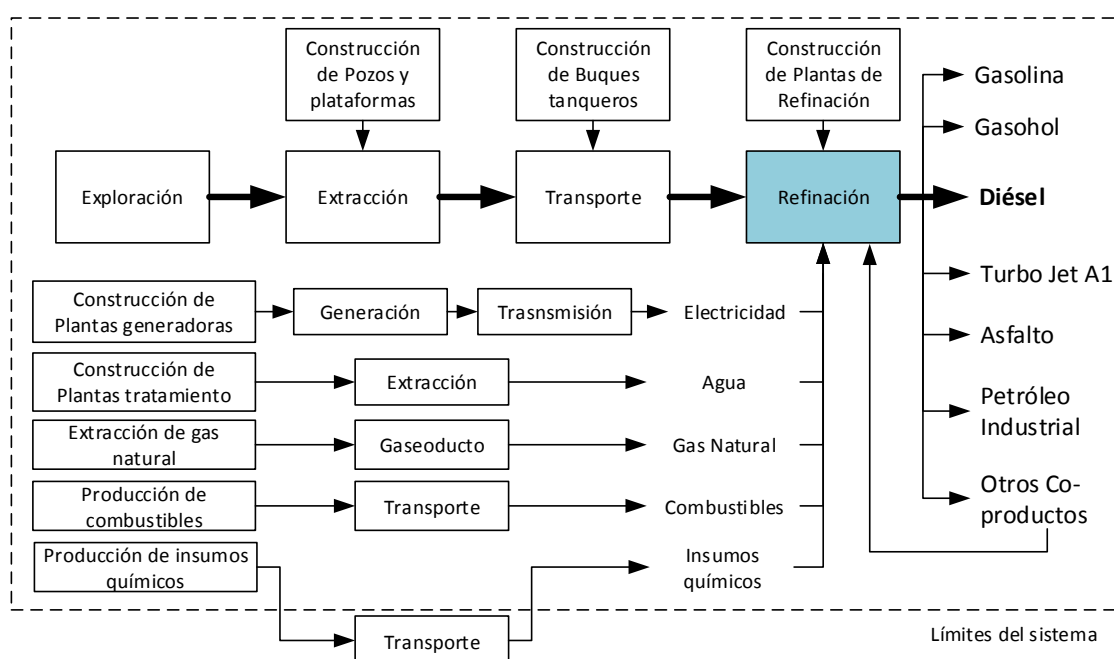


Figura 11. Límites del sistema del estudio.

3.1.4. Unidad funcional

Una refinería de petróleo tiene como fin procesar el crudo para la obtención de combustibles líquidos, combustibles gaseosos, solventes químicos y destilados pesados, como el asfalto líquido y sólido, de manera que dichos derivados puedan ser comercializados en el mercado local o internacional. En el presente estudio, la materia prima, petróleo crudo, se convierte en 23 productos principales y otros derivados, los cuales, durante su producción, inexorablemente comparten etapas de proceso. Es por ello que este sistema se considera como un sistema con múltiples salidas o multi-producto.

Los productos Diésel B5, IFO 180/380, Petróleo Industrial N° 6, Petróleo Industrial 500, Asfalto Líquido y Asfalto Sólido, son los únicos que se producen en todas las refinerías estudiadas. El Diésel B5 es el derivado de mayor volumen de producción y de mayor valor económico. Teniendo en cuenta estos factores se decide seleccionar como unidad funcional:

- 1 kilogramo de Diésel B5 producido en Perú durante el año 2016 por las refinerías La Pampilla, Talara y Conchán.

3.1.5. Reglas de asignación

Los pasos a seguir para realizar este procedimiento, según dictamina la norma ISO 14044:2006, son los siguientes:

- Siempre que sea posible, se debería evitar la asignación.
- Cuando no se pueda evitar la asignación, se deberían separar las entradas y salidas del sistema entre sus diferentes productos o funciones de tal forma que reflejen las relaciones físicas existentes entre ellos.
- Cuando la relación física por sí misma no pueda establecerse o utilizarse como base de la asignación, se deberían asignar las entradas entre los productos y funciones que reflejen otras relaciones entre ellos.

En el presente ACV, los datos de inventario obtenidos (entradas y salidas de materia y energía) no están detallados por subprocesos ya que resulta muchas veces imposible por las características de las propias refinerías. Así, los consumos energéticos y las emisiones están asignados de acuerdo a la distribución de producto final, por lo tanto, para una mayor precisión y coherencia en los resultados, es necesaria la realización de un proceso de asignación.

La regla de asignación seleccionada para el presente estudio es la económica. Para la toma de esta decisión se tiene en cuenta que las refinerías priorizan la producción de los derivados en función de su valor económico, tal y como se explica en Moretti et al. (2017). Por otra parte, la asignación económica es la regla que emplea la base de datos Ecoinvent v3.3 (EMPA, 2013), a partir de la que se han modelado los procesos que aportan las entradas a las refinerías.

3.1.6. Limitaciones y exclusiones

Durante la recopilación de data, no se logró recopilar información suficiente relacionada al transporte de insumos químicos adquiridos en las refinerías. Debido a ello, el modelado del transporte de los materiales químicos fue excluido del análisis.

Las refinerías son sistemas multi-producto, en las que se convierte el crudo y demás insumos en diferentes derivados. No se pudieron obtener los balances de masa y energía específicos para los diferentes procesos que se llevan a cabo en las refinerías estudiadas. Esto dificulta la identificación y asignación de los aspectos ambientales relacionados específicamente a cada uno de los productos. Por ello, no se puede evitar realizar la asignación de cargas ambientales, como se recomienda en la sección 3.1.5.

Los cálculos de emisiones y efluentes se obtuvieron a partir de los monitoreos ambientales llevados a cabo en las refinerías a manera de control. Estos monitoreos contienen las concentraciones y flujos de salida de cada sustancia en promedios mensuales. Siendo esta información en este intervalo de tiempo la única disponible, se asumió un comportamiento constante de las variables monitoreadas durante cada mes.

3.2. Inventario de Ciclo de Vida

Luego del análisis de las entradas y salidas del sistema, se procede a desarrollar el inventario de ciclo de vida (ICV) para el sistema de producto. Para la elaboración del ICV de los productos de refinería en el Perú, se han modelado los procesos de extracción, transporte de crudo a través de buques tanqueros y oleoductos, además de la producción y transporte de combustibles importados que utiliza el proceso. Además, se contabilizan las entradas de productos y energía requeridas en los procesos, así como los productos terminados.

La electricidad consumida proveniente de la red pública se representa con el mix eléctrico peruano, el cual es modelado por la Red Peruana de Ciclo de Vida (SEIN, 2016). El inventario general de la electricidad incluye los ICV de las centrales hidroeléctricas desarrollados como parte del proyecto ONU Medio Ambiente.

Para cuantificar las emisiones al aire y efluentes de las refinerías se utilizó la información de los monitoreos ambientales de las empresas (RELAPASAA, 2016a; Petroperú, 2016c). Sin embargo, algunas emisiones al aire no formaban parte de los

monitoreos ambientales, por lo que se calcularon a partir de las metodologías IPCC (2006) y EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016). En la Tabla 5 se muestran las metodologías para el cálculo de las emisiones y efluentes calculados por refinería.

Tabla 5. Metodologías para el cálculo de las emisiones al aire, efluentes y emisiones al agua por refinería

	Refinerías			Metodología de cálculo
	Pampilla	Talara	Conchán	
Emisiones al aire				
Dióxido de carbono	X	X	X	IPCC (2006)
Metano	X	X	X	IPCC (2006)
Óxido nitroso	X	X	X	IPCC (2006)
Óxido de nitrógeno	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a); EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Monóxido de carbono	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a); EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Compuestos orgánicos volátiles	X	X	X	EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Óxido de azufre	X	X	X	EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Partículas suspendidas	X	X	X	EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Material particulado menor a 10 micras	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a); EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Material particulado menor a 2.5 micras	X	X	X	EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Carbón negro	X	X	X	EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Plomo	X	X	X	EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Cadmio	X	X	X	EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Mercurio	X	X	X	EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Arsénico	X	X	X	EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Cromo	X	X	X	EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Cobre	X	X	X	EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Níquel	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a); EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Selenio	X	X	X	EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Zinc	X	X	X	EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Benzo(a)pireno	X	X	X	EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Benzo(b)fluoranteno	X	X	X	EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Benzo(k)fluoranteno	X	X	X	EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Indeno(1,2,3-cd)pireno	X	X	X	EEA/EMEP (Trozzi et al, 2016)
Hidrocarburos totales	X	-	-	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)

	Refinerías			Metodología de cálculo
	Pampilla	Talara	Conchán	
Sulfuro de hidrógeno	X	-	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Dióxido de azufre	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Vanadio	X	-	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Compuestos orgánicos volátiles	-	-	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c)
Efluentes y emisiones al agua				
Aguas residuales	X	-	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Aceites y grasas	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Arsénico	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Bario	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Cadmio	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Cloruros	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Cloro residual	X	-	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Cromo	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Cromo VI	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Demanda bioquímica de oxígeno	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Demanda química de oxígeno	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Fenoles	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Fósforos totales	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Hidrocarburos totales	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Mercurio	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Amoniaco	X	-	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Plomo	X	X	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Sólidos suspendidos	X	-	-	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)
Sulfuros	X	-	X	Informes de monitoreo (Petroperú, 2016c; RELAPASAA, 2016a)

Para modelar la extracción de crudo se utilizaron los inventarios de la base de datos Ecoinvent v3.3 (Jungbluth, 2007). En la Tabla 6 se muestran los procesos seleccionados para representar la producción de cada tipo de crudo de acuerdo a su lugar de procedencia. Para los crudos Arab Light, Agbami, South Green Canyon y DSW se consideraron los datos de producción de crudo de acuerdo a su lugar de obtención. En el caso de los crudos South Blend, Vasconia, Oriente, HCT/LCT ONO, Maynas, Napo, Piraña, Galeota, Saphinoa y Bijupira, no se cuenta con inventarios de ciclo de vida para modelar su extracción de acuerdo a su país de origen, por lo cual se emplea un dataset general para el resto de países del mundo.

Tabla 6. Procesos de Ecoinvent seleccionados para modelar la extracción de crudos

Tipo de crudo	Proceso de Ecoinvent utilizado	Referencia geográfica del proceso de Ecoinvent
Arab Light	Petroleum, production onshore	Medio oriente
Agbami	Petroleum, petroleum and gas production onshore	Nigeria
South Green Canyon	Petroleum, petroleum and gas production onshore	Estados Unidos
DSW		
South Blend	Petroleum, production onshore	Resto del mundo
Vasconia		
Oriente		
HCT/LCT ONO		
Maynas		
Napo		
Piraña		
Galeota	Petroleum, production offshore	Resto del mundo
Saphinoa		
Bijupira		

En el caso de la producción combustibles comprados para mezcla y otros insumos químicos utilizados (catalizadores, solventes, regeneradores), así como el transporte de los crudos y gas natural usados en el proceso, también se consideró la base de datos presente en Ecoinvent v3.3 (EMPA, 2013).

3.2.1. Refinería La Pampilla

A partir del reporte de cargas procesadas en las refinerías (MINEM, 2016), se obtuvieron las cantidades y lugar de procedencia de los crudos y combustibles comprados por la refinería. En la Figura 12, se puede ver la procedencia y el porcentaje de participación de cada uno de los tipos de crudo que se procesan en La Pampilla; destacándose la cantidad del Crudo Oriente, procedente del Ecuador, el que representa un 44 % del total. Nótese que la cantidad de crudo peruano procesado es 0,4 % del total.

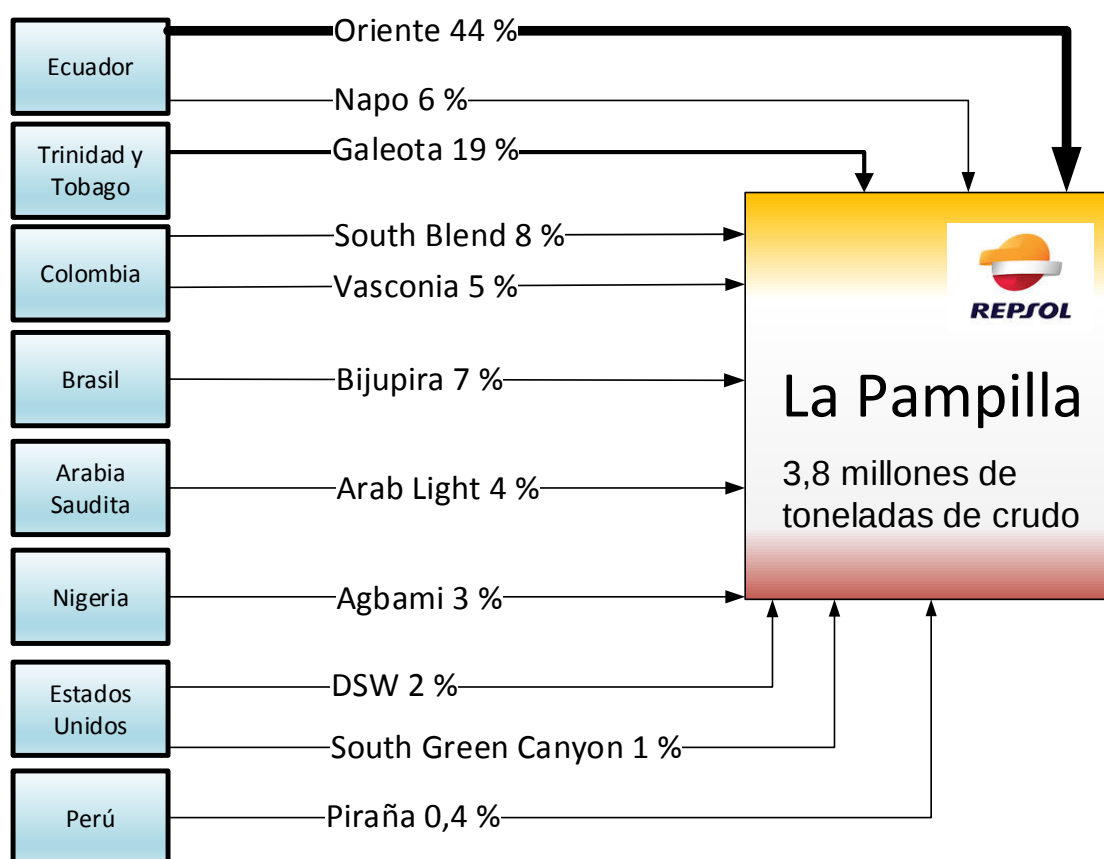


Figura 12. Lugar de procedencia por tipo de crudo usado en la refinería La Pampilla

El transporte de los crudos se modela a partir del lugar de procedencia, empleando la página web Searates (2017) para la estimación de las distancias entre puertos. El transporte del gas natural se modela en base a la longitud del gaseoducto, la cual está descrita en reportes de OSINERGMIN (2017). Los detalles de la modelación del transporte de crudos se encuentran en la Tabla 7.

Tabla 7. Parámetros para la modelación del transporte de crudos a La Pampilla

Tipo de crudo	Densidad (kg/dm ³)	Distancia (km)	Consumo de crudo (10 ³ x t)	Tráfico estimado (10 ⁶ x tkm)
AGBAMI	0.80	12 364	123	1 522
DSW	0.88	5 441	90	490
Southern Green Canyon	0.88	5 441	47	257
Vasconia	0.90	2 110	202	426
South Blend	0.88	2 110	294	620
Galeota	0.82	4 402	736	3 238
Bijupira	0.89	9 595	268	2 576
Oriente	0.92	1 321	1 659	2 191
Napo	0.94	1 321	222	293
Arab light	0.86	20 140	139	2 799
Piraña	0.96	854 en oleoducto 959 en barco	0,152	0,13 0,15

*Fuente: British Petroleum (2017)

** Fuente: Reporte anual de cargas de procesamiento MINEM (2016)

*** Fuente: Searates (2017)

El tipo y cantidad de químicos y catalizadores comprados se cuantifican en los informes de la refinería La Pampilla (2016a). Además, la cantidad de agua utilizada para el proceso productivo, así como los volúmenes de generación de residuos sólidos, se encuentran determinados en el reporte de sostenibilidad de la refinería La Pampilla (2016b).

De acuerdo al reporte de sostenibilidad de La Pampilla (2016b), el consumo de energía de la refinería supera los 7 184 TJ y proviene de varias fuentes, las que están identificadas en la Tabla 8. La mayor fuente de energía es el gas natural. Esta fuente está contratada por Pluspetrol hasta el año 2022 para un suministro de hasta 12 miles de millones de pies cúbicos por día. El 32% de la energía eléctrica utilizada en la refinería es comprada de la red eléctrica nacional, mientras que el 70% restante es generado en su propia planta de ciclo combinado.

Tabla 8. Consumo de energía de la refinería La Pampilla

Fuente	Consumo (GJ)	Observaciones
Petróleo Industrial	194 258	Producido en la propia planta
Gas natural	5 526 332	Proveniente del Lote 88 de Camisea
Diésel	14 114	Producido en la propia planta
Electricidad comprada	115 890	Proviene de la red eléctrica nacional
Electricidad producida	241 729	Planta de cogeneración de 10 MW
Vapor	1 091 983	A partir del calor recuperado
Consumo total	7 184 306	

Fuente: Reporte de sostenibilidad de La Pampilla (2016b).

En el Anexo 1 se presenta el inventario de ciclo de vida de los productos de la refinería La Pampilla, normalizados a un kilogramo de Diésel B5.

3.2.2. Refinería Talara

La información de los crudos y combustibles adquiridos es cuantificada en los reportes anuales de cargas de procesamiento del MINEM (2016). El crudo refinado en Talara es mayormente de origen nacional del tipo HCT/LCT ONO (56% del total), mientras que la siguiente gran corriente proviene de Ecuador, con un flujo de crudo Oriente que representa el 26% del total. En la Figura 13 se puede apreciar la composición de la carga total de crudo que se procesa en Talara.

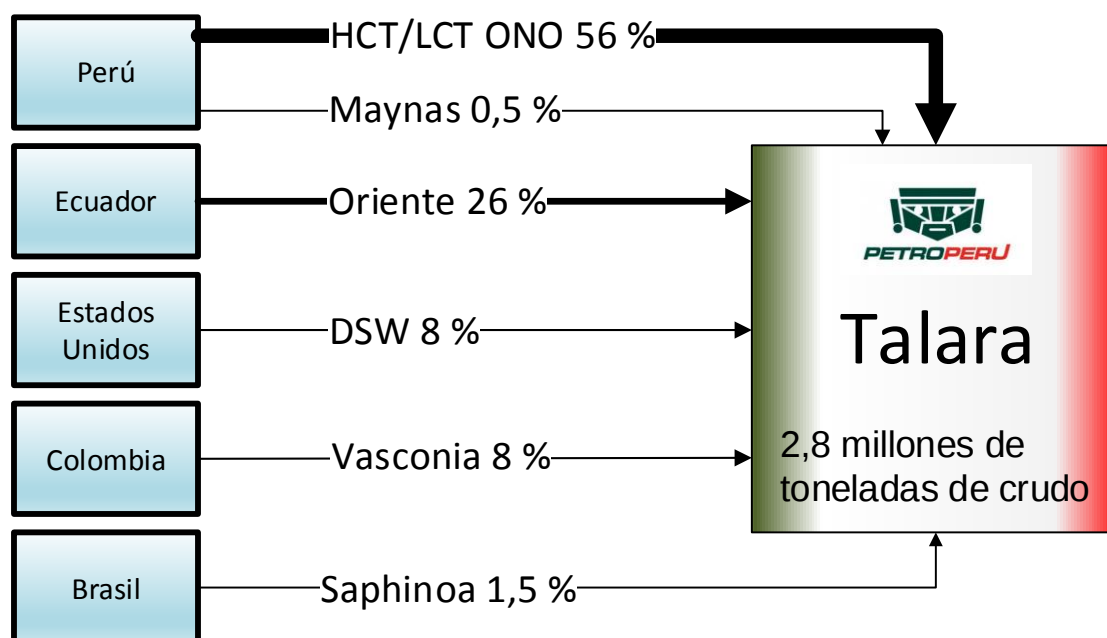


Figura 13. País de procedencia y tipos de crudo refinados en Talara

Los transportes de crudo y combustibles fueron modelados según información de los reportes anuales de cargas de procesamiento del MINEM (2016), de donde se obtuvo el lugar de procedencia del crudo o combustible. Se calculó la distancia de transporte en busques tanqueros a través de la página web Searates (2017). En la Tabla 9 se muestran los parámetros empleados para la modelación de los transportes de crudo. En el caso del transporte del gas natural, se partió de la longitud del gasoducto proporcionada por OSINERGMIN (2017).

Tabla 9. Parámetros para la modelación del transporte de crudos a Talara

Tipo de crudo	Densidad* (kg/dm ³)	Distancia** (km)	Consumo de crudo*** (10 ³ x t)	Tráfico estimado (10 ⁶ x tkm)
DSW	0.88	1 599	225	359
Vasconia	0.91	1 650	236	390
Oriente	0.92	5 143	749	3 852
Sapinhoa	0.88	313	436	14
Crudo Mayna ^a	0.93	854	14	12

^a Transporte por oleoducto

*Fuente: British Petroleum (2017)

** Fuente: Reporte anual de cargas de procesamiento MINEM (2016)

*** Fuente: Searates (2017)

El consumo de energía en la refinería asciende a 5 002 TJ, siendo la fuente más importante el gas natural, con alrededor de 2 633 TJ, seguido del petróleo industrial, con 245 TJ. En la Tabla 10 se muestra el consumo de energía de la refinería según sus fuentes. La data utilizada ha sido obtenida del reporte de gestión del cambio climático de Petroperú (2016a).

Tabla 10. Consumo de energía de la refinería Talara

Fuente Energética	Consumo en GJ	Observaciones
Gasolina	1 445	Proviene de la propia refinería
Diésel	156 832	Proviene de la propia refinería
Petróleo industrial	245 283	Proviene de la propia refinería
GLP	793	Proviene de la propia refinería
Gas natural	2 633 839	Provisto a través de un gaseoducto
Gases ácidos incinerados	108 942	Desecho de los propios procesos
Electricidad	23 6317	Proviene de la red eléctrica nacional
TOTAL	5 527 406	

Fuente: Reporte de gestión del cambio climático de Petroperú (2016a)

La cantidad de agua utilizada en la refinería se reporta en la memoria de sostenibilidad de Petroperú (2016d). Para identificar los insumos químicos, se utilizaron los registros de importación, a través de la página web de la SUNAT (2018).

En el Anexo 2 se presenta el inventario de ciclo de vida de los productos de la refinería Talara, normalizados a un kilogramo de Diésel B5.

3.2.3. Refinería Conchán

La información de los crudos y combustibles se encuentra en los reportes anuales de cargas de procesamiento del MINEM (2016). El crudo refinado en Conchán es mayormente de origen ecuatoriano del tipo Oriente (72% del total), mientras que el segundo crudo más procesado es el Vasconia Colombiano, con un flujo de crudo que representa el 14% del total. En la Figura 14 se puede apreciar la composición de la carga total de crudo que se procesa en Talara.

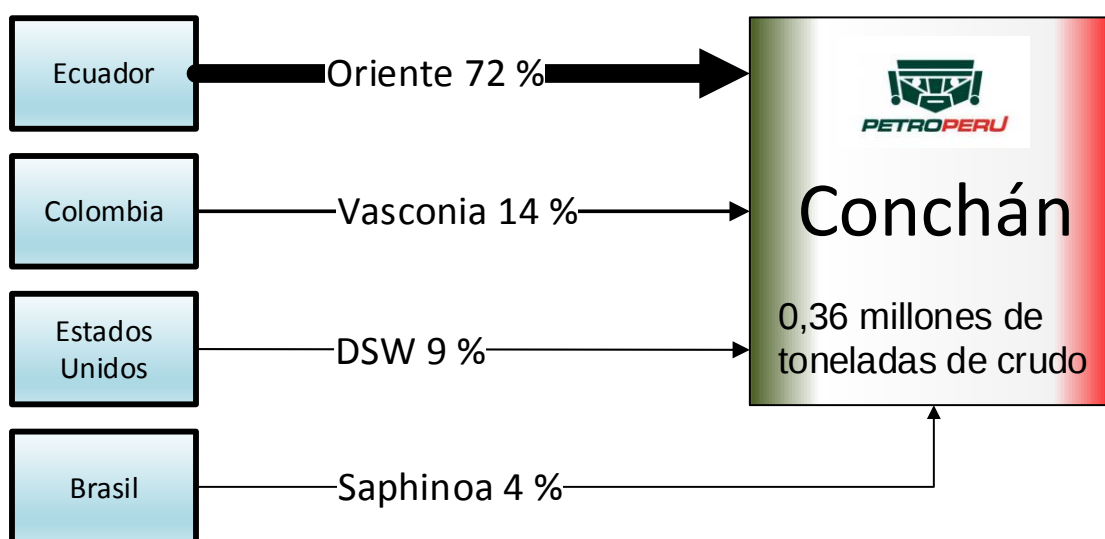


Figura 14. País de procedencia y tipos de crudos refinados en Conchán

La información de los crudos y combustibles se obtuvo de los reportes anuales de cargas de procesamiento del MINEM (2016). El transporte de crudo y combustibles se modeló según información de los reportes anuales de cargas de procesamiento del MINEM (2016), donde se encuentra el lugar de procedencia de estos. Asimismo, las distancias de transporte en buques de carga se calcularon mediante la página web Searates (2017).

Tabla 11. Parámetros para la modelación del transporte de crudos a Conchán

Tipo de crudo	Densidad (kg/dm ³) *	Distancia (km) **	Consumo de crudo (10 ³ x t) ***	Tráfico estimado (10 ⁶ x tkm)
DSW	0.88	5 441	321	175
Vasconia	0.91	2 110	49	103
Oriente	0.92	1 321	245	324
Sapinhua	0.88	9 595	15	139

*Fuente: British Petroleum (2017)

** Fuente: Reporte anual de cargas de procesamiento MINEM (2016)

*** Fuente: Searates (2017)

En la Tabla 12 se detallan los valores tomados en cuenta para cada tipo de crudo. La longitud del gaseoducto se modeló a partir de los datos publicados por OSINERGMIN (2017) para representar el transporte del gas natural.

El consumo de energía en Conchán alcanza los 329 TJ, siendo la fuente más importante el gas natural, con alrededor de 157 TJ, seguido de la electricidad con 14 TJ. En la Tabla 12 se muestra el consumo de energía de la refinería según sus fuentes. La data utilizada fue obtenida del reporte de gestión del cambio climático de Petroperú (2016a).

Tabla 12. Consumo de energía de la refinería Conchán

Fuente Energética	Consumo en GJ	Observaciones
Gasolina	86	Producto de la propia refinería
Diésel	9 344	Producto de la propia refinería
Petróleo industrial	14 614	Producto de la propia refinería
Gas natural	156 934	Provisto a través de un gaseoducto
Electricidad	14 080	Proviene de la red eléctrica nacional
TOTAL	226 410	

Fuente: Reporte de gestión del cambio climático de Petroperú (2016a)

La información de los residuos sólidos generados se obtuvo de los reportes proporcionados por la empresa Petroperú (2016 a, b). La cantidad de agua utilizada en la refinería se reporta en la memoria de sostenibilidad de Petroperú (2016d). Para identificar los insumos químicos, se utilizaron los registros de importación, a través de la página web de la SUNAT (2018).

En el Anexo 3 se presenta el inventario de ciclo de vida de los productos de la refinería Conchán, normalizados a un kilogramo de Diésel B5.

4. ANÁLISIS DE IMPACTO DE CICLO DE VIDA

La evaluación de impactos de ciclo de vida es la tercera fase en un ACV. En esta fase, los impactos potenciales del sistema son evaluados. Los resultados obtenidos en las fases previas en el análisis de inventarios de ciclo de vida son procesados y evaluados según sus potenciales contribuciones a las categorías de impacto seleccionadas. Las categorías de impacto y metodologías seleccionadas deben estar en línea con el objetivo y el alcance del estudio (EC-JRC 2010).

El análisis de impactos en este estudio considera las categorías de impacto de punto medio o “mid-point”, bajo las cuales se evalúan los efectos intermedios de las intervenciones ambientales identificadas en el análisis. Para este estudio se utiliza el método de evaluación ReCiPe 2016, el cual cuenta con 17 categorías de impacto, detalladas en la Tabla 13. La metodología ReCiPe convierte las emisiones y recursos extraídos que han sido inventariados en las etapas anteriores en puntuaciones de impactos ambientales a través de factores de caracterización específicos. Estas puntuaciones son luego atribuidas a las diferentes categorías de impacto seleccionadas.

Tabla 13. Categorías de impacto seleccionadas – Metodología ReCiPe (2017)

Categoría de impacto	Unidad
Cambio climático (CC)	kg CO ₂ eq
Agotamiento de la capa de ozono (ACO)	kg CFC11 eq
Radiación ionizante (RI)	kBq Co-60 eq
Formación de ozono, salud humana (FO-SH)	kg NO _x eq
Formación de partículas (FP)	kg PM _{2.5} eq
Formación de ozono, ecosistemas terrestres (FO-ET)	kg NO _x eq
Acidificación terrestre (AT)	kg SO ₂ eq
Eutrofización de agua dulce (EAD)	kg P eq
Ecotoxicidad terrestre (ET)	kg 1,4-DCB e
Ecotoxicidad de agua dulce (ETAD)	kg 1,4-DCB e
Ecotoxicidad marina (ETM)	kg 1,4-DBC e
Toxicidad carcinogénica humana (TCH)	kg 1,4-DBC e
Toxicidad no carcinogénica humana (TnCH)	kg 1,4-DBC e
Uso de suelo	m ² a crop eq
Agotamiento de metales (AM)	kg Cu eq
Agotamiento de fósiles (AF)	kg oil eq
Agotamiento del agua (AA)	m ³

El software utilizado para llevar a cabo el ACV es SimaPro v8.3 Analyst. Este programa ha sido desarrollado por la empresa de origen holandés PRé Consultants y permite llevar a cabo el análisis de ciclo de vida utilizando base de datos incluidas en el programa o ingresadas manualmente por el usuario. Para este estudio, se utiliza la base de datos Ecoinvent v3.3.

4.1. Evaluación de impactos de ciclo de vida del Diésel B5

Los resultados generales de la evaluación de impactos para las 17 categorías establecidas en la metodología ReCiPe 2016 se muestran en la Tabla 14 y Figura 15. Tanto en la tabla como en a figura, se puede observar que los impactos generados para la producción de 1 kg de Diésel B5 en las tres refinerías evaluadas presentan valores bastante similares. A continuación, se describe de manera más específica los resultados encontrados durante la evaluación de impactos para cada categoría seleccionada.

Tabla 14. Resultados de la evaluación de impactos generados para la producción de 1kg de Diésel B5 en Pampilla, Talara y Conchán

Categoría de impacto	Unidad	Diesel B5 Pampilla	Diesel B5 Talara	Diesel B5 Conchan
Cambio climático (CC)	kg CO ₂ eq	0.44	0.48	0.46
Agotamiento de la capa de ozono (ACO)	kg CFC11 eq	9.70E-07	1.18E-06	8.38E-07
Radiación ionizante (RI)	kBq Co-60 eq	4.96E-02	5.02E-02	3.48E-02
Formación de ozono, salud humana (FO-SH)	kg NO _x eq	1.96E-03	2.52E-03	1.85E-03
Formación de partículas (FP)	kg PM _{2.5} eq	2.57E-03	3.25E-03	1.58E-03
Formación de ozono, ecosistemas terrestres (FO-ET)	kg NO _x eq	2.12E-03	2.64E-03	1.97E-03
Acidificación terrestre (AT)	kg SO ₂ eq	8.67E-03	1.11E-02	5.12E-03
Eutrofización de agua dulce (EAD)	kg P eq	5.04E-05	5.88E-05	6.31E-05
Ecotoxicidad terrestre (ET)	kg 1,4-DCB e	1.86E-04	2.07E-04	1.98E-04
Ecotoxicidad de agua dulce (ETAD)	kg 1,4-DCB e	4.13E-03	4.96E-03	4.61E-03
Ecotoxicidad marina (ETM)	kg 1,4-DBC e	7.85E-03	7.20E-03	7.57E-03
Toxicidad carcinogénica humana (TCH)	kg 1,4-DBC e	8.92E-03	1.16E-02	1.11E-02
Toxicidad no carcinogénica humana (TnCH)	kg 1,4-DBC e	5.02	5.51	4.97
Uso de suelo (US)	m ² a crop eq	1.33E-01	7.95E-02	7.00E-02
Agotamiento de recursos minerales (AM)	kg Cu eq	8.94E-04	1.02E-03	1.03E-03
Agotamiento de recursos fósiles (AF)	kg oil eq	1.27	1.22	1.03
Consumo de agua (CA)	m ³	6.67E-03	8.10E-03	5.57E-03

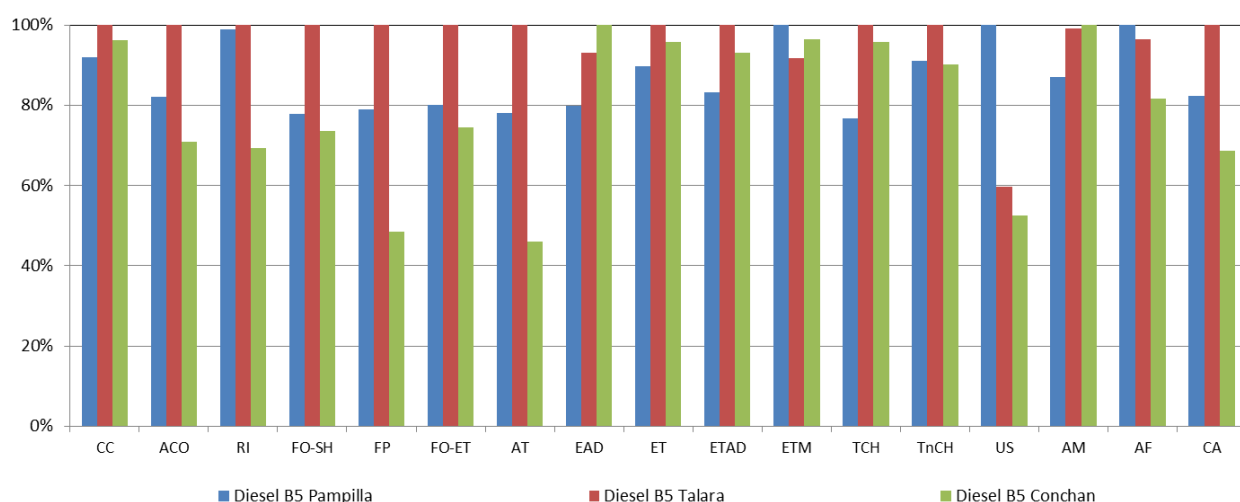


Figura 15. Resultados de la evaluación de impactos para la producción de 1kg de Diésel B5 relativo al valor más alto en Pampilla, Talara y Conchán

4.1.1. Cambio climático

Para esta categoría, la evaluación consiste en la cuantificación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en kilogramos de CO₂ equivalente (kg CO₂-eq) para cada material o servicio utilizado en la elaboración de Diésel B5. Como se observa en la Tabla 14 y en la Figura 15, los impactos ambientales relativos al cambio climático en las tres refinerías muestra valores de similar magnitud, siendo el más elevado para la refinería Talara, con 0.481 kg CO₂-eq / kg Diésel B5 y el más bajo para la refinería Pampilla, con 0.442 kg CO₂-eq / kg Diésel B5.

De las emisiones de CO₂-eq cuantificadas para la producción de 1 kg de Diésel B5 en la refinería La Pampilla, más del 50% corresponden a la extracción de la materia prima, crudo fósil. Los procesos de refinación llevados a cabo en la planta, representan el 20% de las emisiones de CO₂-eq. El transporte del crudo importado, mediante buques petroleros transoceánicos representa alrededor del 7%. Cabe mencionar que la planta de La Pampilla importa más del 99% del crudo a ser procesado. Finalmente, la inclusión de un 5% de biodiesel de soya, importado de Argentina, representa una disminución en los impactos al cambio climático, relacionados al uso de soya como materia prima para la producción de diésel B5, la cual, durante su crecimiento, absorbe y absorbe CO₂ y lo acumula en su estructura en forma de carbono.

En el caso de la refinería Talara, de las emisiones de CO₂-eq cuantificadas, alrededor del 66% corresponden a la extracción del crudo fósil, adquirido por la empresa. Del crudo adquirido por la refinería, más del 50% corresponde a crudo nacional. El resto, es

importado de Colombia, Ecuador, Estados Unidos y Brasil. Los procesos de refinación representan alrededor del 20% de las emisiones totales de CO₂-eq, similar a lo reportado en la refinería La Pampilla. Finalmente, en el caso de la refinería Talara, la importación y mezcla de biodiesel de soya también representa una disminución en los impactos relacionados al cambio climático, a través de la absorción de CO₂ durante el cultivo de la soya.

La refinería Conchán, como se puede observar en la Tabla 1, es una refinería de menor tamaño, en comparación con las refinerías Talara y La Pampilla. Esta refinería, a diferencia de las anteriores, importa menos cantidad de crudo, la mayor parte extranjero, y más cantidad de productos medios, como nafta. La extracción de crudo a ser refinado en Conchán representa solo el 20% del total de las emisiones de CO₂-eq, a diferencia de las plantas La Pampilla y Talara. Asimismo, la producción de nafta importada por la refinería representa alrededor del 25% de las emisiones de CO₂-eq. El transporte de los productos por buques petroleros transoceánicos representa el 12% de las emisiones. Los procesos de refinación dentro de la planta Conchán representan solo el 4% de las emisiones de CO₂-eq, valores menores comparados con las refinerías anteriores. Estos valores bajos de emisiones de CO₂-eq en la refinería estarían relacionados al mayor uso de productos medios y menor uso de crudos en los procesos. Finalmente, en esta refinería, el uso de biodiesel de soya también representa una disminución en las emisiones de CO₂-eq.

4.1.2. Agotamiento de la capa de ozono

Dentro de esta categoría, se cuantifican las emisiones de gases contaminantes en kilogramos de clorofluorocarbonos (CFC) equivalente (kg CFC11-eq). Como se observa en la Tabla 14 y Figura 15, los impactos ambientales relativos al agotamiento de la capa de ozono en las tres refinerías presentan valores de similar magnitud. El valor más elevado se presenta en la refinería Talara, con 1.18E-6 kg CFC11-eq, mientras que el valor más bajo se registra en la refinería Conchán, con 8.38E-7 kg CFC11-eq.

Los impactos en el agotamiento de la capa de ozono en la refinería La Pampilla son causados en un 65% por la extracción de la materia prima, crudo fósil. Las emisiones del compuesto halón 1301 (o trifluor-bromo-metano) y el monóxido de dinitrógeno son los principales causantes de los impactos en esta categoría. Asimismo, el uso del 5% de

biodiésel de soya en la mezcla para obtener Diésel B5, es causante del 10% de las emisiones de CFC11-eq. Dicho impacto se encuentra relacionado con las emisiones de monóxido de dinitrógeno, principalmente.

En el caso de la refinería Talara, los resultados se muestran similares a los descritos para la refinería La Pampilla. Alrededor del 75% de los impactos calculados están relacionados a la extracción del crudo fósil. Igualmente, el 5% de biodiésel de soya adicionado a la mezcla con diésel puro, es responsable del 7% de los impactos al agotamiento de la capa de ozono.

La refinería Conchán presenta contribuciones diferentes al impacto de agotamiento de la capa de ozono. La extracción de crudo y la producción de nafta, producto medio adquirido por la refinería, representan cada uno el 30% de las emisiones relacionadas al agotamiento de la capa de ozono. El biodiésel de soya utilizado representa alrededor del 7% de las emisiones, principalmente relacionadas al monóxido de dinitrógeno.

4.1.3. Radiación ionizante

Esta categoría cuantifica las radiaciones con energía capaz de ionizar a la materia, medida en kilobecquerel Cobalto-60 equivalente (kBq Co-60 eq). Como se observa en la Tabla 14 y la Figura 15, las emisiones de radiación ionizante son similares para las tres refinerías. La refinería Talara presenta los valores más elevados con 5.02E-2 kBq Co-60 eq y la refinería Conchán, los valores más bajos con 3.48E-02 kBq Co-60 eq.

En las tres refinerías, los mayores impactos de radiación ionizante se encuentran relacionados al tratamiento de residuos producto de las extracciones de petróleo crudo y producción de nafta, siendo este último de más relevancia en la refinería Conchán.

4.1.4. Formación de ozono, salud humana y ecosistema terrestre

Esta categoría evalúa aquellos contaminantes que participan en la formación del ozono atmosférico mediante reacciones fotoquímicas, y es medido en términos de kilogramos de NOx equivalente (kg NOx-eq). El ozono atmosférico tiene efectos negativos tanto en la salud humana como en el ecosistema terrestre, y por ello se evalúa para ambos casos. Como se observa en la Tabla 14 y en la Figura 15, los impactos relacionados a la formación de ozono, que afectan la salud humana y a los ecosistemas terrestres, son

similares para las tres refinerías, encontrándose entre $1.85\text{E-}3$ kg $\text{NO}_x\text{-eq}$, para la refinería Conchán, y $2.64\text{E-}3$ kg $\text{NO}_x\text{-eq}$, para la refinería Talara.

En las tres refinerías, los mayores impactos causantes de formación de ozono, son la extracción del crudo de petróleo y producción de nafta, para el caso de la refinería Conchán. Para las refinerías La Pampilla y Conchán, que importan la mayor cantidad de sus materias primas del extranjero, el transporte de dichas materias primas son causantes de entre 8% y 20% de los impactos relacionados a la formación de ozono. La refinería Talara, que trabaja en gran parte con crudo nacional, el transporte es causante de menos del 5% de los impactos. Aun así, la refinería Talara presenta los impactos más elevados en esta categoría.

4.1.5. Formación de partículas

Esta categoría cuantifica las emisiones y dispersión en la atmósfera de aquellas partículas de tamaño menor a $10\text{ }\mu\text{m}$. Estas emisiones son cuantificadas en términos de kilogramos de equivalentes a material particulado menor a 2.5 micras (kg $\text{PM}_{2.5}\text{-eq}$). En la Tabla 14 y Figura 15, los impactos relacionados a la formación de partículas son mayores en las refinerías Talara, con $2.57\text{E-}3$ kg $\text{PM}_{2.5}\text{-eq}$, y La Pampilla, con $2.57\text{E-}3$ kg $\text{PM}_{2.5}\text{-eq}$, en comparación con la refinería Conchán, que presenta alrededor de 50% menos impactos, con $1.58\text{E-}3$ kg $\text{PM}_{2.5}\text{-eq}$.

En las refinerías Talara y La Pampilla, las emisiones de material particulado se encuentra relacionado mayormente a los procesos de refinación del petróleo dentro de la planta. Los procesos de extracción de materia prima, son los segundos más influyentes, y representan alrededor del 30 al 40% de las emisiones.

En el caso de la refinería Conchán, las emisiones relacionadas a los procesos de refinación dentro de la planta son irrelevantes. En cambio, los procesos de extracción de crudo y producción de nafta representan alrededor del 75% del total de los impactos. El transporte transoceánico de materia prima representa alrededor del 20% del total de los impactos.

4.1.6. Acidificación terrestre

La acidificación terrestre mide las emisiones al ambiente de contaminantes relacionados con acidificar un área determinada y causar efectos adversos en los sistemas terrestres.

Estas emisiones se cuantifican en términos de kilogramos de óxido de azufre equivalente (kg SO₂-eq). En la Tabla 14 y Figura 15, se observan los impactos relacionados a la acidificación terrestre. Se puede ver que los impactos se muestran mayores en las refinerías Talara, con 1.11E-2 kg SO₂-eq, y La Pampilla, con 8.67E-2 kg SO₂-eq, en comparación con la refinería Conchán, con 5.12E-2 kg SO₂-eq, que representa un aproximado del 50% de los impactos en las otras dos refinerías mencionadas.

En las refinerías de Talara y La Pampilla, las emisiones relacionadas a la acidificación terrestre se encuentran relacionadas a los procesos de refinación de petróleo dentro de las plantas, representando alrededor del 50% de los impactos totales. Los procesos de extracción de materia prima, los segundos de mayor impacto, representan alrededor del 30% de las emisiones.

En el caso de la refinería Conchán, las emisiones relacionadas a los procesos de refinación dentro de la planta son irrelevantes. Los procesos de mayor relevancia en esta refinería son los de extracción de crudo y producción de nafta, representando alrededor del 70% de los impactos cuantificados. Asimismo, el transporte transoceánico de la materia prima representa alrededor del 20% de los impactos cuantificados.

4.1.7. Eutrofización de agua dulce

En esta categoría se evalúan los impactos relacionados al sobre-enriquecimiento de agua dulce con nutrientes, debido a actividades humanas. Estos impactos son medidos en kilogramos de fósforo equivalente (kg P-eq). Como se observa en la Tabla 14 y Figura 15, los impactos relacionados a la eutrofización en las tres refinerías son del mismo orden de magnitud. Los impactos mayores se observan en la refinería Conchán, con 6.31E-05 kg P-eq, mientras que los menores se observan en la refinería La Pampilla, con 5.04E-05 kg P-eq.

En las tres refinerías, la eutrofización de agua dulce se encuentra mayormente relacionada a las actividades de extracción de crudo, y la producción de nafta, en el caso de la refinería Conchán.

4.1.8. Toxicidad

La ecotoxicidad terrestre, de agua dulce y marina, y la toxicidad humana carcinogénica y no carcinogénica, se basa en el cálculo de la persistencia ambiental, acumulación en

la cadena alimenticia humana y en la toxicidad de elementos químicos. En las cinco categorías de impacto, la ecotoxicidad es expresada en kilogramos de 1,4-diclorobenceno equivalentes (kg 1,4-DCB-eq).

Como se observa en la Tabla 14 y la Figura 15, la ecotoxicidad terrestre y de agua dulce, y la toxicidad carcinogénica humana, presenta los valores más altos en la refinería Talara, y los más bajos en la refinería La Pampilla, mientras que en el caso de la ecotoxicidad marina, los valores más bajos se presentan para la refinería La Pampilla, y los más altos para la refinería Talara. La categoría toxicidad no carcinogénica humana, presenta los valores más elevados también en la refinería, y los valores más bajos en la refinería Conchán.

En los tres casos, la ecotoxicidad está mayormente relacionada a los procesos de extracción del crudo de petróleo, y la producción de nafta, en el caso de la refinería Conchán. En el caso de las refinerías Conchán y La Pampilla, el transporte transoceánico también representa valores altos de impactos de ecotoxicidad, estando entre el 7% para la refinería La Pampilla, y el 14% para la refinería Conchán.

4.1.9. Uso de suelo

El impacto por el uso del suelo está relacionado a la cuantificación a la pérdida relativa de especies por uso local del suelo, como parte del proceso de transformación de la tierra y ocupación de la tierra. Esta cuantificación se estima en m² de cultivos anuales por año equivalentes (m²a crop-eq).

Como se observa en la Tabla 14 y Figura 15, los valores de uso de suelo son más elevados en la refinería La Pampilla (1.33E-1 m²a crop-eq), que en las refinerías Talara (7.95E-2 m²a crop-eq) y Conchán (7.00E-2 m²a crop-eq). Los impactos relacionados al uso de suelo en las refinerías Talara y Conchán están relacionados en un 90% y un 87%, respectivamente, a la producción de biodiesel de soya, el cual es mezclado con el diésel 100% de crudo refinado.

En la refinería La Pampilla, la producción de biodiesel de soya representa el 75% del total de impactos de uso de suelo, mientras que la producción de bioetanol de caña de Brasil representa el 18% de los impactos de uso de suelo. Cabe resaltar que el bioetanol forma parte de la composición final de la gasolina refinada en La Pampilla. Sin embargo,

como se menciona en secciones anteriores, la refinación de crudo en las refinerías, es un proceso multifuncional que genera diferentes productos de alto valor económico, siendo la gasolina y el diésel B5 dos de los más importantes.

4.1.10. Agotamiento de recursos minerales y fósiles

Para la categoría de impacto de agotamiento de recursos minerales, se incluyen los impactos relacionados a la extracción primaria del recurso mineral, el decrecimiento de la ley del mineral, y el aumento de la producción de mineral por cada kilogramo de recurso mineral extraído. El agotamiento de recursos minerales es cuantificado en kilogramos de cobre equivalente (kg Cu-eq). En el caso del agotamiento de los recursos fósiles, se considera la extracción de los combustibles fósiles, empezando por los de menor precio en el mercado y el aumento de costos debido a estas extracciones. Esta categoría se cuantifica en kilogramos de combustible fósil equivalente (kg oil-eq).

Como se observa en la Tabla 14 y Figura 15, en el caso del agotamiento de recursos minerales, la refinería Conchán presenta los valores más elevados, mientras que la refinería La Pampilla, los más bajos. Para el caso del agotamiento de recursos fósiles, la refinería La Pampilla presenta los impactos más altos, mientras que la refinería Conchán, los más bajos.

Los impactos relacionados al agotamiento de recursos minerales y fósiles, en las tres refinerías, se encuentra mayormente relacionado a las actividades de extracción de crudo y la producción de nafta, en el caso de la refinería Conchán.

4.1.11. Consumo de agua

En esta categoría se cuantifican los impactos relacionados al consumo de agua, que consiste en el uso de agua de tal forma que esta sea evaporada, incorporada en productos o transferida a otros cuerpos de agua o al mar. Esta categoría se cuantifica en metros cúbicos de agua (m³). En la Tabla 14 y Figura 15, se observa que los impactos relacionados al consumo de agua son mayores en la refinería Talara (8.10E-3 m³) y menores en la refinería Conchán (5.57E-3 m³).

En el caso de la refinería La Pampilla, los impactos relacionados al consumo del agua provienen del cultivo de caña de azúcar para la producción de etanol (el cual se mezcla con la gasolina, para producir gasohol) y al cultivo de soya para la producción de

biodiésel de soya (el cual se mezcla con el diésel de crudo, para producir diésel B5), representando en conjunto el 55% de los impactos. La extracción de crudo también es responsable de los impactos en el consumo del agua, representando alrededor del 20% de ellos.

En el caso de la refinería Talara, los impactos relacionados al consumo del agua son ligados principalmente al uso de agua para los procesos de refinación, representando el 50% de los impactos cuantificados. Asimismo, los procesos de extracción de crudo representan alrededor del 30% de los impactos, mientras que la producción de biodiésel de soya, alrededor del 10%.

En el caso de la refinería Conchán, la producción de nafta representa alrededor del 40% de los impactos relacionados al consumo del agua, mientras que los procesos de extracción de crudo representan alrededor del 28%. Los impactos relacionados a la producción de biodiésel de soya representan alrededor del 14%.

4.2. Comparación de los resultados con base de datos referenciales

A modo de referencia, se analizan las emisiones de contaminantes para la producción de 1 kg de Diésel en una refinería con la tecnología promedio suiza y en una refinería con la tecnología promedio a nivel mundial sin considerar Europa (rest of the world, “RoW”). Es importante mencionar que, en ambos casos, la evaluación de impactos se realiza para 1 kg de Diésel puro, es decir, sin la adición de 5% de diésel bio basado, como en el caso de las refinerías peruanas.

Los resultados comparados para las tres refinerías, con las referencias de Suiza y tecnología “RoW” se muestran en la Tabla 15. Se observa que los valores se encuentran dentro del mismo orden de magnitud, siendo las emisiones de la refinería con tecnología Suiza, en el mayor de los casos, las de menor magnitud. Los impactos cuantificados para la refinería de tecnología “RoW” son mayormente menores a los reportados en la refinería Talara, y similares a los reportados en la refinería La Pampilla y Conchán.

Tabla 15. Resultados de la evaluación de impactos para la producción de 1kg de diésel B5 en Pampilla, Talara y Conchán, comparadas con refinerías de tecnología Suiza y tecnología “RoW” para 1kg de diésel.

Categoría de impacto	Unidad	Diesel B5 Pampilla	Diesel B5 Talara	Diesel B5 Conchan	Diesel Suiza	Diesel RoW
Cambio climático (CC)	kg CO ₂ eq	0.44	0.48	0.46	0.39	0.54
Agotamiento de la capa de ozono (ACO)	kg CFC11 eq	9.70E-07	1.18E-06	8.38E-07	7.89E-07	8.97E-07
Radiación ionizante (RI)	kBq Co-60 eq	4.96E-02	5.02E-02	3.48E-02	3.70E-02	3.81E-02
Formación de ozono, salud humana (FO-SH)	kg NO _x eq	1.96E-03	2.52E-03	1.85E-03	1.56E-03	1.88E-03
Formación de partículas (FP)	kg PM2.5 eq	2.57E-03	3.25E-03	1.58E-03	8.87E-04	1.41E-03
Formación de ozono, ecosistemas terrestres (FO-ET)	kg NO _x eq	2.12E-03	2.64E-03	1.97E-03	1.69E-03	2.02E-03
Acidificación terrestre (AT)	kg SO ₂ eq	8.67E-03	1.11E-02	5.12E-03	2.96E-03	4.57E-03
Eutrofización de agua dulce (EAD)	kg P eq	5.04E-05	5.88E-05	6.31E-05	3.62E-05	5.29E-05
Ecotoxicidad terrestre (ET)	kg 1,4-DCB e	1.86E-04	2.07E-04	1.98E-04	1.54E-04	2.39E-04
Ecotoxicidad de agua dulce (ETAD)	kg 1,4-DCB e	4.13E-03	4.96E-03	4.61E-03	3.01E-03	3.81E-03
Ecotoxicidad marina (ETM)	kg 1,4-DBC e	7.85E-03	7.20E-03	7.57E-03	5.64E-03	7.12E-03
Toxicidad carcinogénica humana (TCH)	kg 1,4-DBC e	8.92E-03	1.16E-02	1.11E-02	7.11E-03	8.85E-03
Toxicidad no carcinogénica humana (TnCH)	kg 1,4-DBC e	5.02	5.51	4.97	3.51	4.38
Uso de suelo (US)	m ² a crop eq	1.33E-01	7.95E-02	7.00E-02	4.18E-03	5.13E-03
Agotamiento de recursos minerales (AM)	kg Cu eq	8.94E-04	1.02E-03	1.03E-03	6.48E-04	7.54E-04
Agotamiento de recursos fósiles (AF)	kg oil eq	1.27	1.22	1.03	1.09	1.23
Consumo de agua (CA)	m ³	6.67E-03	8.10E-03	5.57E-03	5.93E-03	6.88E-03

4.3. Análisis de sensibilidad

En el estudio de Wang et al. (2004) se presenta una metodología para asignar el uso de energía en una refinería entre los diferentes productos a nivel de los subprocesos individuales de la propia refinería en comparación con el nivel de refinería global. Esta

asignación, en base a una refinería promedio estadounidense, la realizan de acuerdo a la masa, el contenido energético y la cuota de valor en el mercado de los productos. Este método es aplicable a cualquier refinería de la que estén disponibles los balances de materia y energía para cada subproceso, algo que no se ha conseguido para las refinerías peruanas.

En la Figura 16, se observa la comparación de los valores de asignación energética, por masa y económica, calculados para los productos de refinería peruanos. Como se puede observar, existe una correspondencia en los porcentajes de asignación calculados, lo que se verifica a través de un análisis de correlación, obteniéndose correlaciones con valores del coeficiente de R^2 de Pearson superiores al 95% en todos los casos.

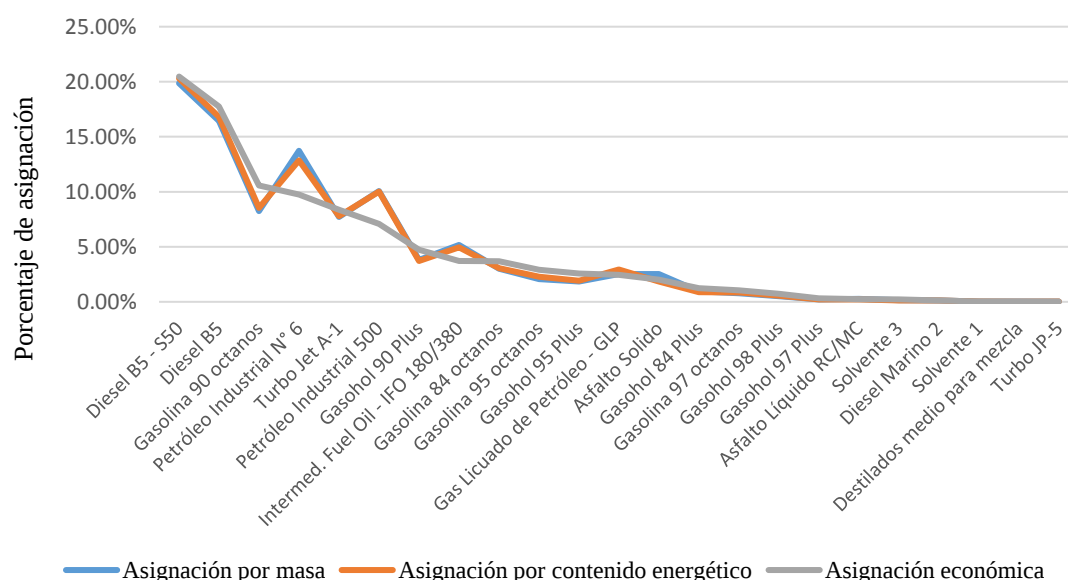


Figura 16. Comparación de tres reglas de asignación distintas

A partir del análisis de sensibilidad se demuestra que existe una fuerte correlación entre los métodos de asignación por masa, económica y energética. En este sentido no se puede demostrar una preferencia estadística por ninguno de ellos. Para el estudio se emplea la asignación económica.

4.4. Análisis de incertidumbre

Para mejorar la discriminación entre los resultados de las categorías de impacto, se realizó un análisis de incertidumbre comparativo a partir de una simulación de Montecarlo. En este análisis se compararon estadísticamente los resultados de las

categorías de impacto para cada refinería con respecto al impacto del promedio peruano. Específicamente, en ACV, el análisis consiste en realizar un muestreo pseudo-aleatorio, a partir de evaluar las funciones de distribución contenidas en los inventarios de ciclo de vida a lo largo de su dominio. Las funciones de distribución de los datos del inventario pueden provenir de un análisis de bondad de ajuste o de la utilización de la matriz de pedigrí. En virtud del teorema del límite central, se asume que al repetir un gran número de veces la distribución de probabilidad de todos los impactos será posible de aproximar a una normal gaussiana, facilitando de esta forma su interpretación.

4.4.1. Análisis de incertidumbre absoluta

El análisis de incertidumbre absoluta se utiliza para conocer de forma previa el comportamiento de la variación de las variables. Conocer la desviación que presentan los datos en su distribución respecto de la media aritmética, contribuye a tener una visión más acorde con la realidad al momento de describirlos e interpretarlos para la toma de decisiones.

En la Tabla 16 se muestran los resultados de la aplicación del método de Montecarlo al análisis de impacto realizado al inventario general de productos de refinería, por el método ReCiPe 2016 en su versión de puntos intermedios y escenario jerárquico. Se han estimado los valores del promedio, la mediana, la desviación estándar (DS) y el coeficiente de variación (CV).

Tabla 16. Resultados del análisis de incertidumbre para 1 kg de diésel B5 producido en Perú

Categoría de impacto	Unidad	Promedio	Mediana	DS	CV
Formación de partículas (FP)	kg PM2.5 eq	0.00296	0.00289	0.00038	12.99
Agotamiento de recursos fósiles (AF)	kg oil eq	1.22710	1.20831	0.16797	13.69
Ecotoxicidad de agua dulce (ETAD)	kg 1,4-DCB e	0.00476	0.00430	0.00188	39.42
Eutrofización de agua dulce (EAD)	kg P eq	0.00006	0.00005	0.00003	54.77
Cambio climático (CC)	kg CO ₂ eq	0.48281	0.46507	0.06711	13.90
Toxicidad carcinogénica humana (TCH)	kg 1,4-DBC e	0.01080	0.00862	0.00566	52.44
Toxicidad no carcinogénica humana (TnCH)	kg 1,4-DBC e	5.34185	4.64916	2.38356	44.62
Radiación ionizante (RI)	kBq Co-60 eq	0.04228	0.03296	0.02882	68.17
Uso de suelo (US)	m ² a crop eq	0.09281	0.09223	0.00307	3.31
Ecotoxicidad marina (ETM)	kg 1,4-DBC e	0.00746	0.00679	0.00271	36.30
Agotamiento de recursos minerales (AM)	kg Cu eq	0.001	0.00092	0.00037	36.91
Formación de ozono, salud humana (FO-SH)	kg NO _x eq	0.00229	0.00211	0.00071	31.18
Formación de ozono, ecosistemas terrestres (FO-ET)	kg NO _x eq	0.00242	0.00226	0.00072	29.70
Agotamiento de la capa de ozono (ACO)	kg CFC11 eq	0.00000	0.00000	0.00000	45.27
Acidificación terrestre (AT)	kg SO ₂ eq	0.01004	0.00971	0.00135	13.44
Ecotoxicidad terrestre (ET)	kg 1,4-DCB e	0.00019	0.00014	0.00013	67.61
Consumo de agua (CA)	m ³	0.01492	0.01478	0.05770	386.86

En general, los valores de la media y la mediana resultan muy cercanos, lo cual indica que las distribuciones de los datos están regularmente centradas en el valor promedio. Los valores de los coeficientes de variación indican la medida en que están dispersos los datos con respecto a la media destacando que las categorías más homogéneas son el uso del suelo, la formación de material particulado fino, el agotamiento de los recursos fósiles y la acidificación terrestre; mientras que el consumo de agua es la categoría con valores más heterogéneos en sus resultados de la simulación.

4.4.2. Análisis de incertidumbre comparativo

El análisis de incertidumbre comparativo parte de la búsqueda de diferencias significativas para las evaluaciones de las categorías de impacto entre las refinerías y la media peruana. Para este efecto se aplica la prueba estadística “t” de comparación de

medias, donde la desviación estándar es estimada a partir de los resultados de la simulación. La definición formal de la hipótesis queda planteada como:

- Hipótesis nula: No existen diferencias entre el impacto de la refinería (i) y la media peruana. $H_0: \hat{\mu}_i - \hat{\mu}_p = 0$
- Hipótesis Alternativa: El impacto de la refinería (i) es diferente al impacto de la media peruana. $H_1: \hat{\mu}_i - \hat{\mu}_p \neq 0$

Donde “i” representa a las refinerías: La Pampilla, Talara o Conchán; $\hat{\mu}_i$ representa el impacto promedio de la refinería “i”; y por último $\hat{\mu}_p$ es el impacto de la media peruana.

Los resultados de este análisis se muestran en la Tabla 17, donde se ha indicado con un asterisco los casos en que la diferencia entre los impactos es significativamente diferente de cero. El promedio de las diferencias estimadas a partir de las simulaciones se presenta en las columnas DP, así como las desviaciones estándar de estas diferencias se muestran las columnas SD. Nótese que valores negativos de diferencias promedio en la columna DP indican que el impacto de la refinería es menor que la media peruana y viceversa.

Tabla 17. Comparación de los resultados de evaluación de impacto de las refinerías con respecto a la media peruana.

	Pampilla			Talara			Conchán		
Categoría de impacto	DP	SD		DP	SD		DP	SD	
Formación de partículas (FP)	-3.9E-04	8.4E-05	*	2.9E-04	5.1E-05	*	-1.3E-03	3.0E-04	*
Agotamiento de recursos fósiles (AF)	4.1E-02	5.8E-02		-3.6E-03	3.4E-02		-2.1E-01	1.7E-01	
Ecotoxicidad de agua dulce (ETAD)	-6.6E-04	4.4E-04		2.6E-04	3.3E-04		-2.2E-04	1.2E-03	
Eutrofización de agua dulce (EAD)	-7.2E-06	6.5E-06		2.2E-06	4.0E-06		6.3E-06	1.4E-05	
Cambio climático (CC)	-3.0E-02	1.4E-02	*	1.1E-02	1.1E-02		-1.2E-02	5.1E-02	
Toxicidad carcinogénica humana (TCH)	-2.2E-03	1.0E-03	*	6.6E-04	4.3E-04		4.2E-04	2.9E-03	
Toxicidad no carcinogénica humana (TnCH)	-4.0E-01	5.8E-01		2.0E-01	4.4E-01		-5.1E-01	1.5E+00	
Radiación ionizante (RI)	9.1E-04	5.7E-03		7.3E-04	3.5E-03		-1.5E-02	1.9E-02	
Uso de suelo (US)	4.1E-02	3.1E-03	*	-1.3E-02	1.1E-03	*	-2.3E-02	2.0E-03	*
Ecotoxicidad marina (ETM)	3.3E-04	1.4E-03		-1.5E-04	6.7E-04		3.5E-05	1.8E-03	
Agotamiento de recursos minerales (AM)	-1.1E-04	7.5E-05		2.3E-05	3.5E-05		3.8E-05	1.8E-04	
Formación de ozono, salud humana (FO-SH)	-3.9E-04	1.9E-04	*	1.7E-04	7.8E-05	*	-5.3E-04	4.1E-04	

	Pampilla			Talara			Conchán		
Categoría de impacto	DP	SD		DP	SD		DP	SD	
Formación de ozono, ecosistemas terrestres (FO-ET)	-3.7E-04	2.0E-04	*	1.7E-04	8.2E-05	*	-5.5E-04	4.1E-04	
Agotamiento de la capa de ozono (ACO)	-1.4E-07	1.1E-07		8.1E-08	6.2E-08		-2.5E-07	3.2E-07	
Acidificación terrestre (AT)	-1.4E-03	3.0E-04	*	1.0E-03	1.7E-04	*	-4.8E-03	1.0E-03	*
Ecotoxicidad terrestre (ET)	-1.8E-05	4.5E-05		4.8E-06	2.3E-05		7.3E-06	5.4E-05	
Consumo de agua (CA)	-7.9E-04	9.9E-03		9.4E-04	3.3E-03		-2.0E-03	1.9E-02	

Luego de este análisis, se puede afirmar que, en la formación de material particulado y la acidificación terrestre, las refinerías La Pampilla y Conchán presentan valores por debajo del promedio mientras que Talara está significativamente por encima. La refinería La Pampilla tiene un impacto en el uso del suelo significativamente superior a la media, algo contrario a lo que sucede con las refinerías Talara y Conchán. Además, se puede destacar que La Pampilla tiene un impacto inferior a la media en las categorías de calentamiento global, formación de ozono troposférico y toxicidad a las personas por carcinógenos. En cuanto a la refinería Talara, los impactos de la formación de ozono troposférico también resultan mayores que la media.

Para comparar los impactos de las refinerías entre sí, se cuenta las veces en que los resultados de la simulación de Montecarlo para una categoría de impacto fueron mayores en una refinería con respecto a otra. En la Figura 17 se ha representado 1 kg Diésel B5 refinado en La Pampilla con la letra (A) y 1 kg Diésel B5 de la refinería Talara con la letra (B). En la categoría de impacto uso del suelo, escasez de recursos fósiles y radiaciones ionizantes, la refinería La Pampilla afectó más al ambiente que la refinería Talara; mientras que en el resto de las categorías de la refinería Talara contribuye en mayor medida a la contaminación.

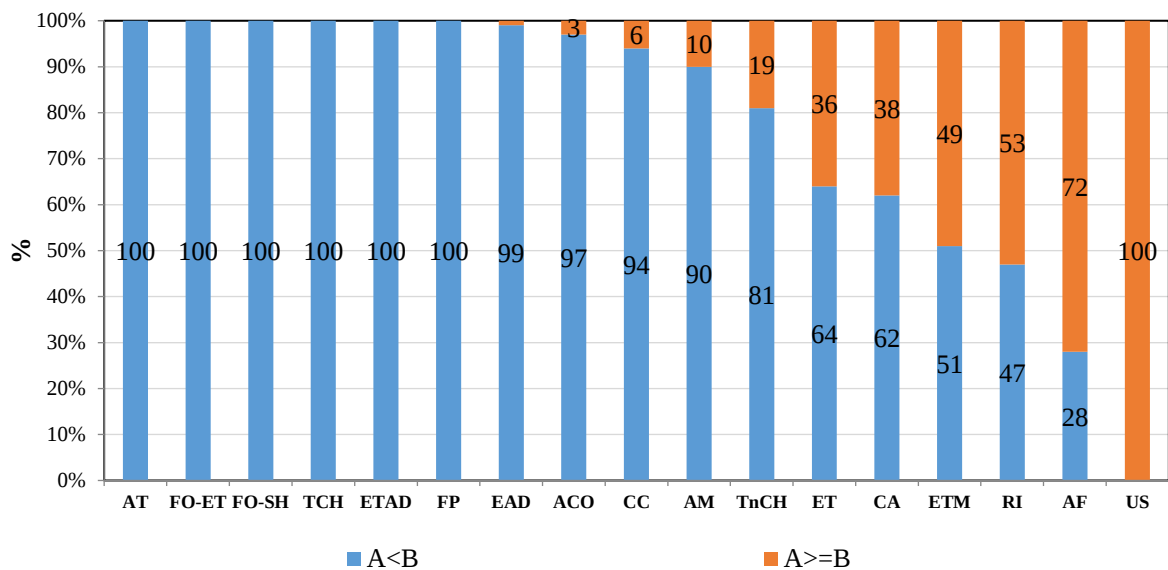


Figura 17. Comparación de los impactos de la refinería La Pampilla y Talara

En la Figura 18 se representa el análisis de la simulación de Montecarlo para la comparación ambiental, utilizando como referencia 1kg de diésel B5, producido en refinería La Pampilla (A) y comparándolo con 1 kg producido en Conchán (B). De acuerdo a este análisis Conchán tiene un impacto menor que La Pampilla en 6 de las 17 categorías analizadas.

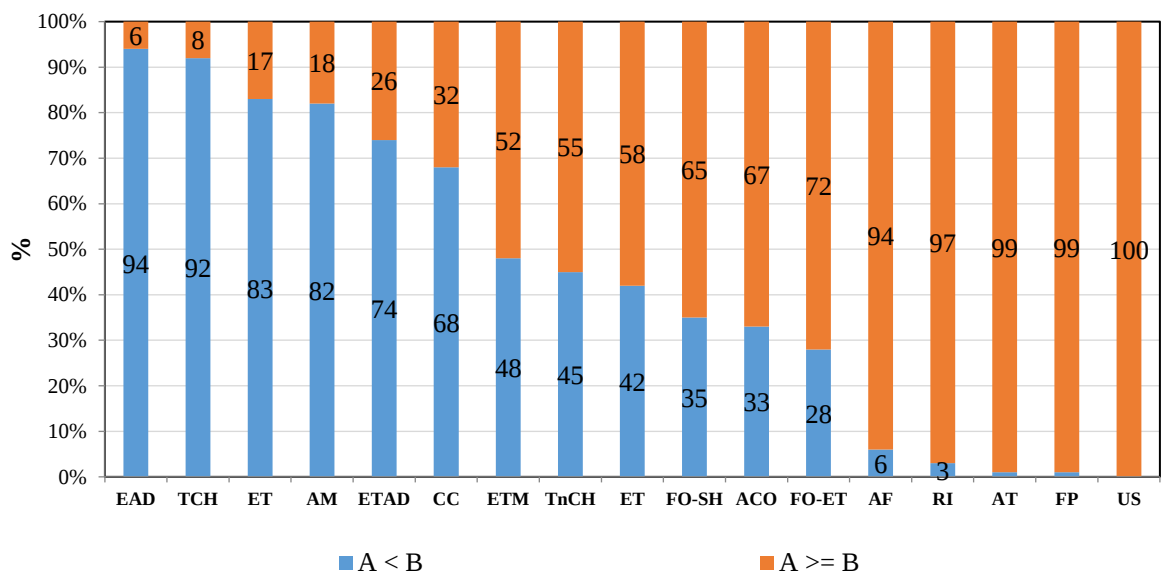


Figura 18. Comparación de los impactos de la refinería La Pampilla y Conchán

Finalmente, se realiza el mismo análisis de comparación para las refinerías Conchán (A) y Talara (B), para la misma unidad de referencia (1kg de diésel B5). Como se muestra en la Figura 19, la refinería Conchán supera en el impacto de ciclo de vida a Talara en 4 de las categorías analizadas.

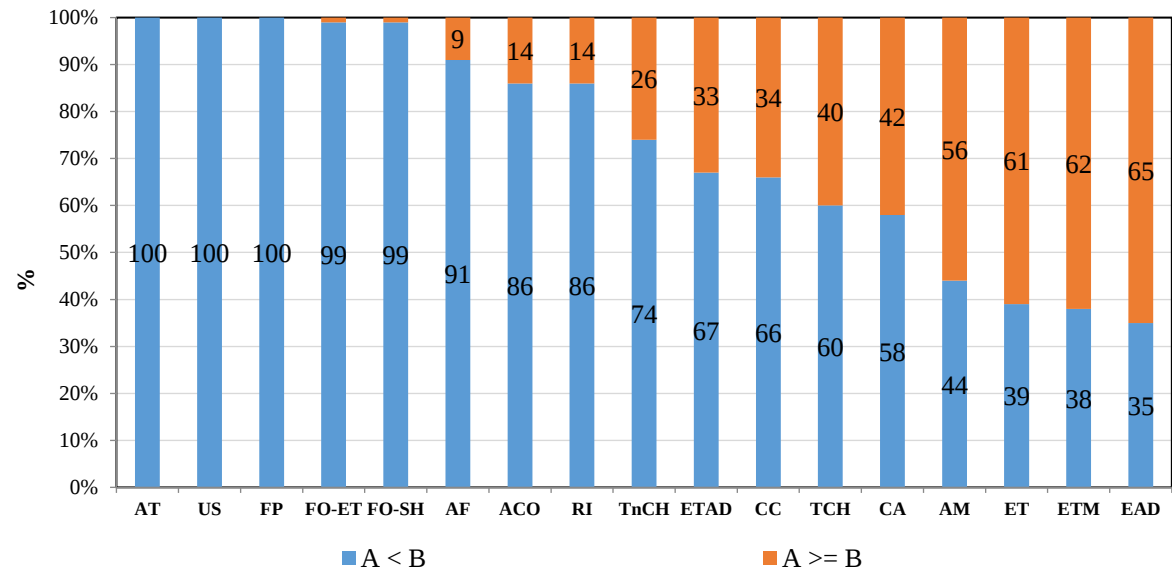


Figura 19. Comparación de los impactos de las refinerías Conchán y Talara

5. ESCENARIOS PARA LA REDUCCIÓN DE GEI

El desarrollo del ICV para la refinación de petróleo en el Perú se llevó a cabo mediante el modelado de los procesos de extracción, transporte y producción de combustibles y otros productos del destilado de petróleo. Los resultados obtenidos en este estudio nos permitieron generar inventarios de ciclo de vida que podrán ser utilizados como bases de datos para reflejar la situación actual, y poder evaluar posibles medidas de reducción de GEI a nivel nacional. Estas propuestas pueden partir de mejoras a nivel de producción durante el destilado de petróleo, cambios en las distancias de transporte de crudo y otros productos, así como la implementación de normativas que exijan un mayor porcentaje de combustibles bio-basados en la mezcla final.

En el año 2003 en el Perú se promulgó la Ley N° 28054 “Ley de promoción del mercado de biocombustibles, y en el año 2005 se promulgó el reglamento de dicha ley, mediante Decreto Supremo N° 013-2005-EM. Estas normativas promueven la diversificación del mercado de combustibles mediante la inclusión de biodiesel y etanol anhidro en las formulaciones de diésel y gasolina en el Perú, así como la disminución de la contaminación ambiental.

En el caso de la formulación de diésel, la ley y su reglamento establecen que para el 1 de enero de 2010 todo el país deberá comercializar diésel B5, cuya formulación es 95% de diésel de petróleo y 5% de biodiesel. En el caso de Perú, el biodiesel utilizado es importado de Argentina, donde se lleva a cabo su producción en base a soya.

En el caso de la formulación de gasolina, la ley y su reglamento establecen que también para el 1 de enero de 2010 todo el país deberá comercializar gasolina con una formulación de 92.2% de gasolina y 7.8% de bioetanol. Mientras que el diésel B5 ha sido implementado exitosamente en el país, durante la elaboración de este informe, en el año 2016, la gasolina combinada con bioetanol ha sido implementada únicamente en la refinería La Pampilla.

A modo de ilustrar posibles medidas de reducción de GEI, en esta sección se describen cambios en las formulaciones de diésel B5 y gasolina 90 en las tres refinerías evaluadas, en relación a las concentraciones de combustible a base de petróleo y biocombustible en la mezcla. Las posibles reducciones o aumentos de impactos ambientales a raíz de

estas nuevas formulaciones son cuantificadas y comparadas con la situación actual, con el fin de evaluar la efectividad de las mismas.

5.1. Cambios en la formulación de Diésel

En esta sección se evalúan las posibles reducciones de GEI a través de cambios en las formulaciones de diésel B5. En la actualidad, el diésel B5 en Perú debe formularse mediante una combinación de 95% de diésel de petróleo y 5% de biodiesel. Las refinerías en el Perú importan el biodiesel de Argentina, el cual es elaborado a partir de la soya.

Con el fin de evaluar los efectos de un incremento en la cantidad de biodiesel en la mezcla de diésel B5, se estudian mezclas con 10% de biodiesel (diésel B10), con 15% de biodiesel (diésel B15) y con 20% de biodiesel (diésel B20). Los impactos ambientales de estas mezclas se presentan en la Tabla 18.

El análisis presentado a continuación se lleva a cabo considerando los porcentajes de contribución al mix peruano de diésel B5 por parte de cada refinería. La refinería con mayor contribución es Talara con 67%, seguido de La Pampilla con 25% y Conchán con 7%. Estos porcentajes han sido calculados en base a las producciones totales de combustibles descritos en la Tabla 2.

Tabla 18. Comparación de los resultados de evaluación de impacto para diferentes formulaciones de diésel

Categoría de impacto	Unidad	Diésel B5	Diésel B10	Diésel B15	Diésel B20
Cambio climático (CC)	kg CO ₂ eq	0.47	0.36	0.25	0.17
Agotamiento de la capa de ozono (ACO)	kg CFC11 eq	1.10E-06	1.22E-06	1.35E-06	1.44E-06
Radiación ionizante (RI)	kBq Co-60 eq	4.90E-02	4.66E-02	4.43E-02	4.26E-02
Formación de ozono, salud humana (FO-SH)	kg NO _x eq	2.33E-03	2.32E-03	2.32E-03	2.31E-03
Formación de partículas (FP)	kg PM2.5 eq	2.96E-03	2.85E-03	2.74E-03	2.66E-03
Formación de ozono, ecosistemas terrestres (FO-ET)	kg NO _x eq	2.46E-03	2.46E-03	2.45E-03	2.44E-03
Acidificación terrestre (AT)	kg SO ₂ eq	1.01E-02	9.74E-03	9.42E-03	9.19E-03
Eutrofización de agua dulce (EAD)	kg P eq	5.70E-05	5.43E-05	5.16E-05	4.96E-05
Ecotoxicidad terrestre (ET)	kg 1,4-DCB e	2.01E-04	2.03E-04	2.06E-04	2.08E-04

Categoría de impacto	Unidad	Diésel B5	Diésel B10	Diésel B15	Diésel B20
Ecotoxicidad de agua dulce (ETAD)	kg 1,4-DCB e	4.73E-03	4.66E-03	4.59E-03	4.53E-03
Ecotoxicidad marina (ETM)	kg 1,4-DBC e	7.39E-03	7.15E-03	6.92E-03	6.74E-03
Toxicidad carcinogénica humana (TCH)	kg 1,4-DBC e	1.09E-02	1.04E-02	9.90E-03	9.52E-03
Toxicidad no carcinogénica humana (TnCH)	kg 1,4-DBC e	5.35E+00	5.19E+00	5.03E+00	4.91E+00
Uso de suelo (US)	m ² a crop eq	9.24E-02	2.61E-01	4.30E-01	5.54E-01
Agotamiento de recursos minerales (AM)	kg Cu eq	9.87E-04	1.09E-03	1.20E-03	1.28E-03
Agotamiento de recursos fósiles (AF)	kg oil eq	1.22E+00	1.17E+00	1.12E+00	1.08E+00
Consumo de agua (CA)	m ³	7.56E-03	9.40E-03	1.12E-02	1.26E-02

En la Figura 20 se pueden observar los resultados de la evaluación de impacto. Esta figura permite distinguir las variaciones que aportan los cambios en las formulaciones de los combustibles a las categorías de impacto. Las categorías de impacto que muestran la mayor variación, positiva o negativa, son cambio climático, uso del suelo y consumo de Agua, las cuales se encuentran relacionadas con los procesos productivos de la materia prima biológica para la producción de biodiesel.

En el caso de la categoría de cambio climático, las emisiones de GEI (en kg de CO₂-eq) correspondientes a la producción de 1 kg de diésel B5, disminuyen de 0.47 kg CO₂-eq para la mezcla B5 a 0.17 kg CO₂-eq para la mezcla B20. Esta disminución relativa podría traducirse en una reducción anual de 920 miles de toneladas de CO₂-eq, considerando la producción nacional de diésel B5 actual. Sin embargo, el consumo de agua aumentaría de 0.0076 m³ por kg de diésel B5 a 0.0126 m³ por kg de diésel B20, representando un aumento de 15 millones de litros de agua utilizada al año considerando la producción nacional anual total. Asimismo, el uso del suelo aumentaría de 0.092 m² a por kg de diésel B5 a 0.554 m²a por kg de diésel B20, lo que implicaría utilizar 141 mil hectáreas más de suelo al año.

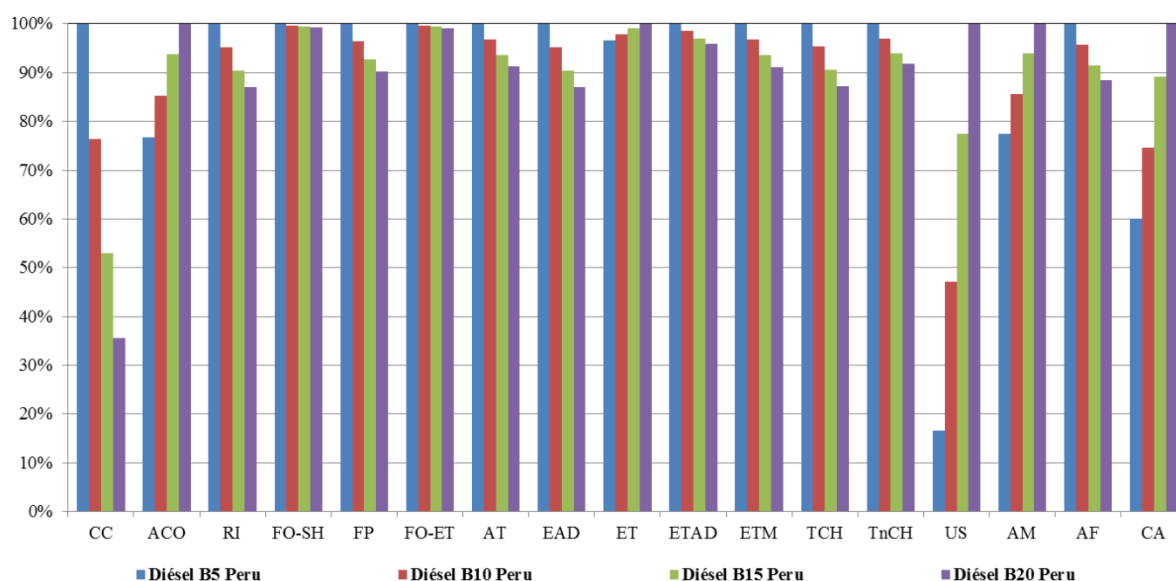


Figura 20. Comparación de los impactos de ciclo de vida de diferentes formulaciones de diésel

5.2. Cambios en la formulación de Gasolina 90

En esta sección se evalúan las posibles reducciones de GEI a través de cambios en las formulaciones de gasolina 90. Durante la elaboración de este informe, la refinería La Pampilla era la única refinería que producía gasolina con 7.8% de bioetanol (E7.8). Este bioetanol es importado de Estados Unidos, donde se lleva a cabo su producción a base de maíz. Las refinerías Talara y Conchán seguían produciendo gasolina pura sin bioetanol (E0).

Con el fin de evaluar los efectos de un incremento en la cantidad de bioetanol en la mezcla de gasolina 90 (la de mayor consumo actualmente en el mercado), se estudiarán mezclas con 7.8% en todo el mix peruano (E7.8), con 15% (E15) y con 20% (E20) de bioetanol. Para esta simulación, se ha asumido que el bioetanol importado será el mismo adquirido por la refinería La Pampilla, a base de maíz producido en Estados Unidos. En la Tabla 19 se muestran los resultados de la evaluación de impactos de ciclo de vida de dichas combinaciones.

El análisis presentado a continuación se lleva a cabo considerando los porcentajes de contribución al mix peruano de gasolina 90 por parte de cada refinería. En el caso de la situación actual, la gasolina 90E0 es producida por las refinerías Talara, con una contribución del 53%, y Conchán, con una contribución del 45%, mientras que la gasolina 90E7.8 es producida por la refinería La Pampilla, en un 100%. En el caso de

los escenarios donde las tres refinerías producen gasolina 90 mezclada con bioetanol, se asume que las tres refinerías conformarían la producción de la misma, teniendo una mayor contribución Talara con 37%, seguida de Conchán con 32% y La Pampilla con 30%. Estos porcentajes han sido calculados en base a las producciones totales de combustibles descritos en la Tabla 2.

Tabla 19. Comparación de los resultados de evaluación de impacto para diferentes formulaciones de gasolina 90

Categoría de impacto	Unidad	Gasolina 90E0 Talara & Conchán	Gasohol 90E7.8 Pampilla	Gasohol 90E7.8 Perú	Gasohol 90E15 Perú	Gasohol 90E20 Perú
Cambio climático (CC)	kg CO ₂ eq	5.56E-01	5.36E-01	5.17E-01	4.98E-01	4.80E-01
Agotamiento de la capa de ozono (ACO)	kg CFC11 eq	1.21E-06	1.17E-06	1.14E-06	1.10E-06	1.07E-06
Radiación ionizante (RI)	kBq Co-60 eq	5.08E-02	5.61E-02	6.13E-02	6.66E-02	7.31E-02
Formación de ozono, salud humana (FO-SH)	kg NO _x eq	2.61E-03	2.43E-03	2.25E-03	2.07E-03	1.93E-03
Formación de partículas (FP)	kg PM2.5 eq	2.93E-03	3.01E-03	3.09E-03	3.17E-03	3.25E-03
Formación de ozono, ecosistemas terrestres (FO-ET)	kg NO _x eq	2.75E-03	2.60E-03	2.46E-03	2.31E-03	2.18E-03
Acidificación terrestre (AT)	kg SO ₂ eq	9.87E-03	1.02E-02	1.04E-02	1.07E-02	1.10E-02
Eutrofización de agua dulce (EAD)	kg P eq	7.14E-05	6.41E-05	5.68E-05	4.94E-05	4.41E-05
Ecotoxicidad terrestre (ET)	kg 1,4-DCB e	2.38E-04	2.27E-04	2.16E-04	2.04E-04	1.94E-04
Ecotoxicidad de agua dulce (ETAD)	kg 1,4-DCB e	5.64E-03	5.18E-03	4.71E-03	4.24E-03	3.88E-03
Ecotoxicidad marina (ETM)	kg 1,4-DBC e	8.66E-03	9.09E-03	9.52E-03	9.95E-03	1.04E-02
Toxicidad carcinogénica humana (TCH)	kg 1,4-DBC e	1.34E-02	1.16E-02	9.81E-03	8.01E-03	6.85E-03
Toxicidad no carcinogénica humana (TnCH)	kg 1,4-DBC e	6.19E+00	6.05E+00	5.91E+00	5.77E+00	5.64E+00
Uso de suelo (US)	m ² a crop eq	8.84E-02	1.33E-01	1.78E-01	2.23E-01	3.17E-01
Agotamiento de recursos minerales (AM)	kg Cu eq	1.20E-03	1.11E-03	1.02E-03	9.37E-04	8.65E-04
Agotamiento de recursos fósiles (AF)	kg oil eq	1.34E+00	1.45E+00	1.56E+00	1.66E+00	1.80E+00
Consumo de agua (CA)	m ³	7.55E-03	7.71E-03	7.86E-03	8.02E-03	8.18E-03

En la Figura 21 se pueden apreciar las variaciones de los impactos en cada una de las categorías analizadas. La categoría más afectada fue el uso del suelo, relacionado con la producción de la materia prima biológica (maíz) usada para la producción de bioetanol. La producción de gasolina 90E0 (gasolina 90 pura) presentó un uso de suelo de 0.088 m²a, mientras que la producción de gasolina 90E20 presentó un uso de suelo de 0.32 m²a, es decir un aumento del 260% aproximadamente.

Las emisiones de GEI, contabilizadas en la categoría de cambio climático, presentaron una disminución de 0.56 kg CO₂-eq por kg de gasolina 90E0 a 0.48 kg CO₂-eq por kg de gasolina 90E20, lo que correspondería a un 14% menos emisiones de CO₂-eq por cada kilogramo de gasolina 90E20 producida. Cabe mencionar que estos impactos podrían variar según el tipo de materia prima biológica y lugar de producción del bioetanol utilizado en la mezcla.

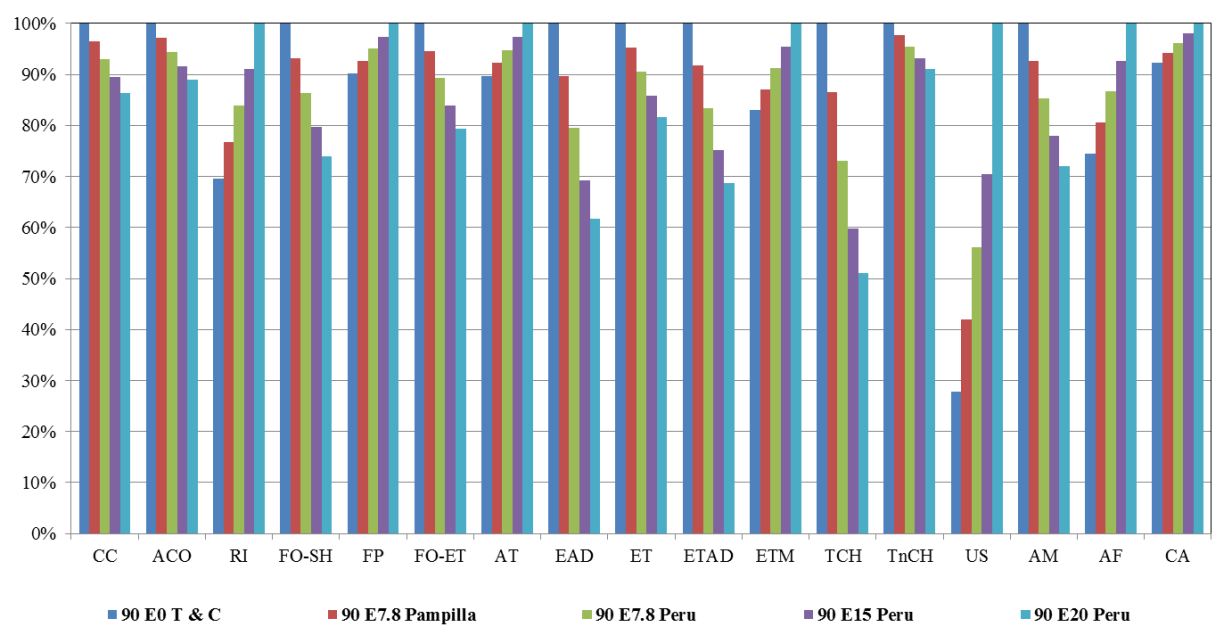


Figura 21. Comparación de los impactos de ciclo de vida de diferentes formulaciones de gasolina 90

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

La producción nacional de combustibles a partir del petróleo está concentrada en Lima y en el extremo de la costa norte del país. Estas dos ubicaciones cuentan con tres refinerías que, en conjunto, producen el 95% de derivados del país. Más del 99% del crudo refinado por la refinería La Pampilla y Conchán es importado, mientras que la refinería Talara procesa un 44% de crudo importado y 56% de crudo nacional.

En las tres refinerías, la etapa de extracción de materia prima (crudo de petróleo) fue identificada como la de mayor impacto para la mayoría de categorías evaluadas. En la refinería Conchán, la producción de nafta utilizada en los procesos de refinación también presentó un gran impacto ambiental en las categorías evaluadas. Así mismo, el transporte transoceánico de la materia prima en el caso de las refinerías Pampilla y Conchán, las cuales importan del extranjero más del 99% del crudo que procesan en sus instalaciones, también se identificaron como generadoras de impactos ambientales significativos en algunas categorías de impacto.

En el análisis de incertidumbre, las categorías “formación de partículas”, “formación de ozono/salud humana”, “formación de ozono/ecosistemas terrestres” y “acidificación terrestre” tienen impactos superiores al promedio peruano en la refinería de Talara y la categoría “uso del suelo” en la refinería La Pampilla

Por otro lado, las categorías con impactos inferiores al promedio peruano en la refinería La Pampilla son “cambio climático”, “toxicidad carcinogénica humana”, “formación de ozono/salud humana”, “formación de ozono/ecosistemas terrestres”, “formación de partículas” y “acidificación terrestre”; estas dos últimas también están por debajo del promedio en la refinería Conchán, mientras que en la refinería Talara la única categoría que está por debajo del promedio es “Uso del suelo”.

A partir de las comparaciones de las refinerías entre sí, aplicando el criterio de incertidumbre, se denota que la refinería La Pampilla impactó más al ambiente que la refinería Talara en las categorías “uso del suelo”, “escasez de recursos fósiles” y “radiaciones ionizantes”. La refinería Conchán tiene un impacto menor que la refinería

La Pampilla en 6 de las 17 categorías analizadas y tiene menor impacto que Talara en 4 categorías de 17.

Se evaluaron los efectos ambientales de aumentar las concentraciones de biodiesel y bioetanol en las mezclas de diésel y gasolina, respectivamente. Analizando los diferentes escenarios para el caso del incremento de biodiesel en la mezcla con diésel, se puede observar que, con una mezcla de diésel B20 se podría generar reducciones aproximadas de 920 miles de toneladas de CO₂-eq al año, considerando la producción anual de diésel B5 en el año 2016.

Mediante el aumento de las concentraciones de biodiesel y bioetanol en las mezclas se observa que, si bien existe una reducción en las emisiones de GEI con el aumento de los porcentajes de mezcla de biodiesel y bioetanol, también existe un aumento de los impactos en aquellas categorías relacionadas con las etapas de cultivo de materias primas biológicas. Por ello, variaciones en las concentraciones de biodiesel y bioetanol deberán ser evaluadas profundamente, considerando aquellos biocombustibles con los menores impactos ambientales, que contribuyan a la reducción de GEI sin poner en riesgo otros aspectos del ambiente.

6.2. Recomendaciones

Durante el desarrollo de este informe, se procuró contar con la colaboración directa de las principales refinerías del país para la obtención de data de primera fuente de los procesos productivos dentro de sus instalaciones. Sin embargo, por motivos de fuerza mayor por parte de las empresas, no se pudo contar con su apoyo al 100% para la obtención de los datos requeridos. Esta falta de datos fue cubierta con información de fuentes secundarias emitidos por las mismas empresas a organismos reguladores del estado (MINAM, OSINERMIN, OEFA, SUNAT).

Se recomienda llevar a cabo una recolección de datos más precisa y específica por cada unidad de proceso, de forma que se pueda contribuir a la selección de tecnologías a instalar en las plantas, analizando diferentes escenarios en base al desempeño ambiental. Este aumento en la especificidad de los datos permitirá hacer una evaluación más precisa de los efectos de políticas públicas de reducción de GEI, como por ejemplo la utilización de un 5% de biodiesel en la mezcla de diésel B5.

Es importante realizar un seguimiento de los cambios normativos y tecnológicos significativos que ocurran en el sector, a fin de mantener actualizados los inventarios. Para ello, se deberá llevar a cabo una recolección de nuevos datos que serán añadidos o reemplazados en las bases de datos generadas.

Mejorar los procedimientos de monitoreo de sustancias contaminantes emitidas al aire y al agua para tener una medida directa de las mismas, evitando así el uso de estimaciones.

La elaboración de escenarios para la reducción de GEI deberá ser acompañada y respaldada por un análisis técnico y económico que avale dichas reformulaciones. Asimismo, en el caso de mezclas de gasolina con bioetanol, se deberá considerar las capacidades del actual parque automotor del país, ya que altas concentraciones de alcohol requerirían adaptaciones al motor, sistema de inyección y otros sistemas dentro de los vehículos.

Agradecimientos

El equipo de investigación agradece a la empresa Petroperú en general, y en especial a Iván Cuba, Gerente de Medio Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional, por facilitar la información, así como a Alfredo Pinillos por su asistencia técnica y a Juan Gallarday Prieto y Laura Guevara Cordero. Agradecer al ingeniero Christian Cornejo por la revisión del análisis de sensibilidad e incertidumbre de este informe.

Agradecemos a las entidades del Estado que nos han facilitado información, como son el Ministerio de Energía y Minas y al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental. Así mismo agradecemos al Ministerio del Ambiente por su apoyo en los contactos con las empresas.

También un agradecimiento especial al Ministerio Federal del Ambiente, Conservación de la Naturaleza, Construcción y Seguridad Nuclear alemán por su apoyo en el presente proyecto.

‘This project is part of the International Climate Initiative (IKI). The Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety (BMUB) supports this initiative on the basis of a decision adopted by the German Bundestag.’

7. REFERENCIAS

- Ally, J., Pryor, T., (2007). Life-cycle assessment of diesel, natural gas and hydrogen fuel cell bus transportation systems. *Journal of Power Sources*, 170, 401-411.
- British Petroleum (2017). Statistical review. Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>
- Boldrin, A., Andersen, J., Moller, J., Christensen, T., 2009. Composting and compost utilization: accounting of greenhouse gases and global warming contribution. *Waste Management and Research* 27, 800-812.
- Carneiro, M., Pradelle, F., Braga, S., Gomes, M., Martins, A., Turkovics, F., Pradelle, R., (2017). Potential of biofuels from algae: Comparison with fossil fuels, ethanol and biodiesel in Europe and Brazil through life cycle assessment (LCA). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 73, 632-653.
- EMPA, 2013. *Ecoinvent Database* , Zurich, Suiza: Ecoinvent Centre.
- Environmental Protection Agency (EPA) (2017). Inventory of U.S Greenhouse Gases and Sinks. Disponible en: https://www.epa.gov/sites/production/files/2017-02/documents/2017_complete_report.pdf
- Environmental Protection Agency (EPA) (2017). U.S Greenhouse Gas Inventory Report: 1990-2014. Obtenido de <https://www.epa.gov/ghgemissions/us-greenhouse-gas-inventory-report-1990-2014>
- European Commission. (2015). Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas.
- European Commission - Joint Research Centre (EC-JRC). 2010. General guide for Life Cycle Assessment - Detailed guidance. Institute for Environment and Sustainability: International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook. First Edit. Luxembourg: Publications Office of the European Union.

- Granovskii, M., Dincer, I., Rosen, M., (2006). Life cycle assessment of hydrogen fuel cell and gasoline vehicles. *International Journal of Hydrogen Energy*, 31, 337-352.
- Guinée, J. and R. Heijungs. 2005. Life Cycle Assessment (LCA). *Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology*, Concise 5th Edition 14: 805–831.
- IPCC (2006). Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Obtenido de <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/>
- Intarapong, P., Papong, S., Malakul, P., (2016). Comparative life cycle assessment of diesel production from crude palm oil and waste cooking oil via pyrolysis. *International Journal of Energy Research*, 40, 702-713.
- International Standardisation Organization (ISO) (2006a). ISO 14040 – Environmental Management – Life Cycle Assessment – Principles and Framework.
- International Standardisation Organization (ISO) (2006b). ISO 14044 – Environmental Management – Life Cycle Assessment – Requirements and Guidelines.
- Jungbluth, N. (2007). Erdöl. In: *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz* (Ed. Dones R.).ecoinvent report No. 6-IV, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Duebendorf, CH.
- Kaiser, M. (2017). A review of refinery complexity applications. *Petroleum Science*, 14, 167-194. Ministerio de Energía y Minas. (2016). *Anuario Estadístico de Hidrocarburos 2016*. Lima.
- Ley de promoción del mercado de biocombustibles D.L. N° 28054. Reglamento de la ley de promoción del mercado de biocombustibles. D.S. N° 013-2005-EM. (30 de marzo de 2005). *Diario oficial El Peruano*. Lima, Perú.
- Morales-Mora, M., Dominguez, E., Ibarra, A., Suppen, N., Martínez, S., (2014). A methodological improvement for assessing petrochemical projects through life

- cycle assessment and eco-costs. *International Journal of Life Cycle Assessment*, 19, 517-531.
- Morales-Mora, M., Paredes, J., Montes de Oca, J., Mendoza-Escamilla, V., Martínez-Delgadillo, S., (2015). Modeling and Performance Evaluation of a full-scale Petrochemical Wastewater Treatment Process. *International Journal of Environmental Research* 9, 77-84.
- Ministerio de Energía y Minas. (2016). Anuario Estadístico de Hidrocarburos 2016. Lima. Recuperado de: http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=5&idPublicacion=548
- Ministerio de Energía y Minas. (2015). Anuario Estadístico de Hidrocarburos 2015. Lima.
- Moretti, C., Moro, A., Edwards, R., Vincenzo, M., Colombo, E., (2017). Analysis of standard and innovative methods for allocating upstream and refinery GHG emissions to oil products. *Applied Energy*, 206, 372-381.
- Motazedi, K., Abella, J., Bergerson, J., (2017). Techno-Economic Evaluation of Technologies to Mitigate Greenhouse Gas Emissions at North American Refineries. *Environmental Science and Technology*, 51, 1918-1928.
- National Geographic. (2017). Effects of global warming. Disponible en: <https://www.nationalgeographic.com/environment/global-warming/global-warming-effects/>
- Organismo supervisor de la inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) (02 de noviembre del 2017). Mapa interactivo de gas natural. Disponible en: <http://gasnatural.osinerg.gob.pe/Aplicativos/mapa/index.html>
- Organisation Internationale des Constructeurs d' Automobiles (OICA) (2016). Reporte estadístico. Disponible en: <http://www.oica.net/category/sales-statistics/>
- Petroperú (2016a). Reporte de gestión de cambio climático. Lima.
- Petroperú (2016b). Reporte de desempeño ambiental. Lima.

- Petroperú (2016c). Reporte de monitoreo ambiental anual. Lima.
- Petroperú (2016d). Memoria de sostenibilidad 2016. Disponible en:
<https://www.petroperu.com.pe/archivos/PETROPERU-MemoriaSostenibilidad2016.pdf>
- Petroperu (2017). Instalaciones. Disponible en:
<https://www.petroperu.com.pe/Main.asp?Seccion=74>
- Quispe, M. I.; Yearwood, J.; Sabogal, A. B.; Chirinos, L. R. (2009). Impactos ambientales da la producción de biocombustibles en la Amazonia Peruana: Analisis del ciclo de vida de los biocombustibles de palma aceitera y Jartropha curcas.. LIMA. PUCP, cooperación Suiza.
- Rapier, R. (2017). Peak oil demand is millions of barrels away. Disponible en:
<https://www.forbes.com/sites/rpapier/2017/06/19/peak-oil-demand-is-millions-of-barrels-away/#75c4c1756940>
- Refinería La Pampilla S.A.A (RELAPASAA) (2016a). Informe anual de protección ambiental. Lima.
- Refinería La Pampilla S.A.A (RELAPASAA) (2016b). Informe anual de sostenibilidad. Disponible en: <https://www.repsol.pe/es/sostenibilidad/informes-e-indicadores/index.cshtml>
- Repsol (2017). Presentación. Disponible en:
https://www.repsol.com/pe_es/corporacion/complejos/refineria-la-pampilla/conoce_refineria_pampilla/presentacion/
- Searates (02 de noviembre de 2017). Distancias de viaje entre puertos. Obtenido de <https://www.searates.com/reference/portdistance/>
- SEIN (2016). Operación anual del SEIN. Disponible en:
<http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>
- Silveira, E., Caldeira-Pires, A., Luz, S., Silveira, C., (2017). Mass and energy allocation method analysis for an oil refinery characterization using multi-scale modeling. International Journal of Life Cycle Assessment, 22, 1815-1822.

- Stocker, T., Qin, D., Plattner, G. (2013). Resumen para responsables de políticas, resumen técnico y preguntas frecuentes. Disponible en: https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WG1AR5_SummaryVolume_FINAL_SPANISH.pdf
- Scott Matthews, Chris T. Hendrickson and Deanna H. Matthews, Life Cycle Assessment. Quantitative approaches for decisions that matter. Licensed under a Creative Commons Attribution-ShareAlike. 2015.
- SUNAT (10 de marzo de 2018). Operatividad aduanera. Recuperado de: http://www.aduanet.gob.pe/cl-ad-itconsultadwh/ieITS01Alias?accion=consultar&CG_consulta=1
- Trozzi, C., Nielsen, O., Plejdrup, M., Rents, O., Oertel, D., Woodfield, M., Stewart, R. (2016). EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016. Disponible en: <https://www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-guidebook-2016>
- Vazquez Rowe, I., Reyna, J., García Torres, S. & Kahhat, R., 2015. Is climate change-centrism an optimal policy making strategy to set national electricity mixes. Applied Energy, pp. 108-116.
- World Health Organization (WHO) (2016). Climate and clean air coalition. Disponible en: http://www.who.int/sustainable-development/LR_APmain_6July2016.pdf
- Wang, M., Lee, H., Molburg, J., (2004). Allocation of Energy Use in Petroleum Refineries to Petroleum Products. International Journal of Life Cycle Assessment, 9, 34-44.

Anexo 1: Inventario de Ciclo de Vida de los productos de la refinería La Pampilla normalizado para 1kg de Diésel B5.

Entradas				
Ítem	Cantidad	Unidad	Proceso unitario utilizado	Fuente
<i>Materiales/combustibles</i>				
Crudo ARAB LIGHT	0.4129	kg	Petroleum Middle East production, onshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Crudo AGBAMI	0.3657	kg	Petroleum Nigeria, petroleum and gas production onshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Crudo DSW	0.2678	kg	Petroleum United States, petroleum and gas production onshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Crudo South green canyon	0.1407	kg	Petroleum United States, petroleum and gas production onshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Crudo Bijupira	0.7975	kg	Petroleum, production offshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM, US Energy Information Administration, Brazil
Crudo Galeota	2.1850	kg	Petroleum, production offshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM, Mapa de energía de Trinidad y Tobago
Crudo Vasconia	0.6009	kg	Petroleum, production onshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM, US Energy Information Administration, Colombia
Crudo Oriente	4.9267	kg	Petroleum, production onshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM, US Energy Information Administration, Ecuador
Crudo South Blend	0.8737	kg	Petroleum, production onshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM, US Energy Information Administration, Colombia
Crudo Napo	0.6606	kg	Petroleum, production onshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM, US Energy Information Administration, Ecuador
Crudo Piraña	0.0397	kg	Petroleum, production onshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM, entrevistas con Jaime Poma
Consumo de agua	0.0052	ton	Process water, ion exchange, production mix, at plant, from groundwater RER S	Reporte de sostenibilidad La Pampilla
Gasolina 4% Etanol	0.1860	kg	Petrol, 4% ETBE additive by volume, with ethanol from biomass	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Destilados medios	0.6125	kg	Light fuel oil, petroleum refinery operation	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Etanol	0.0281	kg	Ethanol, without water, in 95% solution state, production from sugarcane	Reporte de cargas de procesamiento MINEM
Etanol	0.0698	kg	Ethanol, without water, in 95% solution state, production from maize	Reporte de cargas de procesamiento MINEM
Biodiesel de soya	0.3019	kg	Soy biodiesel, production	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Nafta	0.2964	kg	Naphtha, petroleum refinery operation	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Gas natural	0.4542	m3	Natural gas, high pressure, production	Reporte de sostenibilidad La Pampilla
Ácido Sulfúrico	0.0000	kg	Sulfuric acid, production	Reporte de sostenibilidad La Pampilla

Acetona	0.0000	kg	Acetone, liquid, production	Reporte de sostenibilidad La Pampilla
Ácido Clorhídrico	0.0004	kg	Hydrochloric acid, without water, in 30% solution state production, from the reaction of hydrogen with chlorine	Reporte de sostenibilidad La Pampilla
Amoniaco	0.0001	kg	Ammonia, liquid, ammonia production, steam reforming	Reporte de sostenibilidad La Pampilla
Percarbonato de Sodio	0.0000	kg	Sodium percarbonate, powder, production	Reporte de sostenibilidad La Pampilla
Hexano	0.0000	kg	Hexane, molecular sieve separation of naphtha	Reporte de sostenibilidad La Pampilla
Hipoclorito de Sodio	0.0001	kg	Sodium hypochlorite, without water, in 15% solution state, production	Reporte de sostenibilidad La Pampilla
Sulfato de Sodio Anhidro	0.0000	kg	Sodium sulfate, anhydrite production, from natural sources	Reporte de sostenibilidad La Pampilla
Tolueno	0.0000	kg	Toluene, liquid, production	Reporte de sostenibilidad La Pampilla
Xileno	0.0000	kg	Xylene, production	Reporte de sostenibilidad La Pampilla
Transporte de crudo y combustibles en tanker	48.0150	tkm	Transport, freight, sea, transoceanic tanker	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Transporte de gas natural en gaseoducto	0.2465	tkm	Transport, pipeline, long distance, natural gas	Reporte de sostenibilidad La Pampilla, OSINERGMIN
Transporte de crudo por oleoducto	0.0339	tkm	Transport, pipeline, onshore, petroleum	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Transporte de etanol en carretera	0.0692	tkm	Transport, freight, lorry, 16-32 metric ton	Reporte de cargas de procesamiento MINEM

Energía

Electricidad	0.0003	GJ	Electricity, high voltage production mix	Reporte de sostenibilidad La Pampilla
Calor	0.0007	GJ	Heat, district or industrial, natural gas, heat and power co-generation, natural gas, combined cycle power plant, 400MW electrical	Reporte de sostenibilidad La Pampilla

Salidas

Ítem	Cantidad	Unidad	Porcentaje de asignación (%)	Fuente
<i>Productos de refinería</i>				
Diésel B5	1.0000	kg	9.056751%	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Gas Licuado de Petróleo - GLP	0.1604	kg	1.229870%	
Gasohol 98 Plus	0.1235	kg	1.552785%	
Gasohol 97 Plus	0.0523	kg	0.642308%	
Gasohol 95 Plus	0.4486	kg	5.384771%	
Gasohol 90 Plus	0.9226	kg	9.935095%	
Gasohol 84 Plus	0.2314	kg	2.578404%	
Turbo Jet A-1	1.3935	kg	13.143428%	
Diésel B5 - S50	4.1761	kg	14.705266%	

Intermed. Fuel Oil - IFO 180/380	0.5430	kg	3.380554%
Petróleo Industrial N° 6	1.5595	kg	10.030141%
Petróleo Industrial 500	2.0188	kg	12.542144%
Asfalto Líquido RC/MC	0.0151	kg	0.117372%
Asfalto Solido	0.2576	kg	1.826600%
Gas seco	0.1080	kg	0.390473%
Gasolina primaria de exportación	1.0364	kg	11.160684%
Gasóleo pesado	0.2365	kg	2.323356%

Ítem	Cantidad	Unidad	Proceso unitario utilizado				Fuente
Emisiones al aire							
Dióxido de carbono	9.54E-01	kg	Carbon dioxide				IPCC
Metano	1.79E-05	kg	Methane				IPCC
Óxido nitroso	1.97E-06	kg	Dinitrogen monoxide				IPCC
Óxidos de nitrógeno	6.82E-01	g	Nitrogen oxides				Reportes de monitoreo de La Pampilla
Monoóxido de carbono	6.41E-01	g	Carbon monoxide				Reportes de monitoreo de La Pampilla
Compuestos orgánicos volátiles	4.32E-02	g	NMVOC, non-methane compounds	volatile	organic		EEA/EMEP
Óxido de azufre	2.84E-01	g	Sulfur oxides				EEA/EMEP
Partículas suspendidas totales	2.60E-02	g	TSP				EEA/EMEP
Material particulado < 10 um	1.76E-01	g	Particulates, < 10 um				Reportes de monitoreo de La Pampilla
Material particulado < 2.5 um	1.96E-02	g	Particulates, < 2.5 um				EEA/EMEP
Carbón negro	1.53E-03	g	Carbon black				EEA/EMEP
Plomo	2.68E-03	mg	Lead				EEA/EMEP
Cadmio	6.97E-04	mg	Cadmium				EEA/EMEP
Mercurio	1.79E-03	mg	Mercury				EEA/EMEP
Arsénico	4.24E-03	mg	Arsenic				EEA/EMEP
Cromo	8.55E-03	mg	Chromium				EEA/EMEP
Cobre	6.87E-03	mg	Copper				EEA/EMEP
Níquel	1.41E-01	mg	Nickel				Reportes de monitoreo de La Pampilla
Selenio	1.39E-03	mg	Selenium				EEA/EMEP
Zinc	2.85E-02	mg	Zinc				EEA/EMEP
Benzo(a)pyrene	9.08E-03	µg	Benzo(a)pyrene				EEA/EMEP

Benzo(b)fluoranthene	1.58E-02	µg	Benzo(b)fluoranthene	EEA/EMEP
Benzo(k)fluoranthene	1.36E-02	µg	Benzo(k)fluoranthene	EEA/EMEP
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	1.36E-02	µg	Indeno(1,2,3-cd)pyrene	EEA/EMEP
Hidrocarburos totales	2.27E+00	g	Hydrocarbons, unspecified	Reportes de monitoreo de La Pampilla
Sulfuro de hidrógeno	1.14E-01	g	Hydrogen sulfide	Reportes de monitoreo de La Pampilla
Dióxido de azufre	5.04E+01	g	Sulfur dioxide	Reportes de monitoreo de La Pampilla
Vanadio	4.74E-05	g	Vanadium	Reportes de monitoreo de La Pampilla

Emisiones al agua

Aguas residuales	2.47E-03	ton	Waste water	Reportes de sostenibilidad La Pampilla
Aceites y grasas	1.79E-02	g	Oils, unspecified	Reportes de monitoreo de La Pampilla
Arsénico	1.71E-05	g	Arsenic	Reportes de monitoreo de La Pampilla
Bario	1.00E-03	g	Barium	Reportes de monitoreo de La Pampilla
Cadmio	5.70E-06	g	Cadmium	Reportes de monitoreo de La Pampilla
Cloruros	5.27E-04	g	Chlorine	Reportes de monitoreo de La Pampilla
Cloro residual	2.90E+00	g	Chloride	Reportes de monitoreo de La Pampilla
Cromo	7.98E-05	g	Chromium	Reportes de monitoreo de La Pampilla
Cromo VI	5.13E-05	g	Chromium VI	Reportes de monitoreo de La Pampilla
DBO	1.59E-02	g	BOD5, Biological Oxygen Demand	Reportes de monitoreo de La Pampilla
DQO	1.65E-01	g	COD, Chemical Oxygen Demand	Reportes de monitoreo de La Pampilla
Fenoles	5.97E-05	g	Phenols, unspecified	Reportes de monitoreo de La Pampilla
Fósforos totales	2.20E-03	g	Phosphorus, total	Reportes de monitoreo de La Pampilla
Hidrocarburos totales	6.49E-03	g	Hydrocarbons, unspecified	Reportes de monitoreo de La Pampilla
Mercurio	1.31E-06	g	Mercury	Reportes de monitoreo de La Pampilla
Nitrógeno amoniacal	3.54E-03	g	Ammonia, as N	Reportes de monitoreo de La Pampilla
Plomo	7.42E-06	g	Lead	Reportes de monitoreo de La Pampilla
Sólidos suspendidos	4.27E-02	g	Suspended solids, unspecified	Reportes de monitoreo de La Pampilla
Sulfuros	3.70E-04	g	Sulfide	Reportes de monitoreo de La Pampilla

Residuos generados

Lodos para tratamiento	9.45E-06	ton	Refinery sludge, treatment of, sanitary landfill	Reportes de sostenibilidad La Pampilla
------------------------	----------	-----	--	--

kg = kilogramo, m³ = metro cúbico, GJ = gigajoule, t = tonelada, tkm = tonelada*kilómetro, g = gramo, mg = miligramo, µg = microgramo

Anexo 2: Inventario de Ciclo de Vida de los productos de la refinería Talara normalizado para 1kg de Diésel B5.

Entradas				
Ítem	Cantidad	Unidad	Proceso unitario utilizado	Fuente
<i>Materiales/combustibles</i>				
Crudo DSW	0.2482	kg	Petroleum, petroleum and gas production onshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Crudo Vasconia	0.2609	kg	Petroleum, production onshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM, US Energy Information Administration, Colombia
Crudo Oriente	0.8275	kg	Petroleum, production onshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM, US Energy Information Administration, Ecuador
Crudo Saphinoa	0.0481	kg	Petroleum, production offshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM, US Energy Information Administration, Brazil
Crudo HCT/LCT ONO	1.7670	kg	Petroleum, production onshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Crudo Maynas	0.0153	kg	Petroleum, production onshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Nafta primaria	0.0383	kg	Nafta Primaria - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Nafta pesada	0.0001	kg	Nafta Pesada - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Nafta craqueada	0.0175	kg	Nafta craqueada - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Diésel 2	0.0102	kg	Diésel 2 - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Diésel 2 - S50	0.0131	kg	Diésel, low-sulfur, production	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Gasóleo pesado	0.0218	kg	Gasóleo pesado - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Material de corte	0.0487	kg	Material de corte - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Aceite cíclico ligero	0.0012	kg	Aceite cíclico/ligero - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Crudo reducido	0.1015	kg	Crudo reducido - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Fondos de vacío	0.0026	kg	Fondos de vacío - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Destilados medios para mezclas	0.0016	kg	Destilados medios para mezcla - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Slop	0.0470	l	Slop - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Aceite clarificado	0.0013	kg	Aceite clarificado - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Gas Licuado de Petróleo	0.0259	kg	Gas Licuado de Petróleo - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Turbo JP5	0.0011	kg	Turbo JP-5 - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Diésel marino 2	0.0022	kg	Diésel Marino 2 - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Diésel B5	0.0009	kg	Diésel B5 - Conchán	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Intermed. Fuel Oil - IFO 180/380	0.0002	kg	Intermed. Fuel Oil - IFO 180/380 - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Petróleo industrial 6	0.0551	kg	Petróleo Industrial N° 6 - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM

Petróleo industrial 500	0.0202	kg	Petróleo Industrial 500 - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Asfalto líquido RC-MC	0.0000	kg	Asfalto Líquido RC/MC - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Asfalto sólido	0.0021	kg	Asfalto Solido - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Solvente 1	0.0002	kg	Solvente 1 - Conchán	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Solvente 3	0.0003	kg	Solvente 3 - Talara	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Gas natural	0.0788	m3	Natural gas, high pressure, production	Reporte de gestión de cambio climático Petroperú
Biodiesel de soya	0.0597	kg	Soy biodiesel, production	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Gasolina 4% Etanol	0.0372	kg	Petrol, 4% ETBE additive by volume, with ethanol from biomass	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Nafta	0.0975	kg	Naphtha, petroleum refinery operation	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Catalizador Zeolítico	0.0004	kg	Zeolite powder, production	Reporte de importación de SUNAT
Agua desalinizada	0.0083	ton	Tap water production, seawater reverse osmosis, conventional pretreatment, enhanced module, two stages	Reporte de desempeño ambiental Petroperú
Transporte de crudo en tanker	7.8881	tkm	Transport, freight, sea, transoceanic tanker	Reporte de cargas de procesamiento MINEM
Transporte de crudo por oleoducto	0.0305	tkm	Transport, pipeline, onshore, petroleum	Reporte de cargas de procesamiento MINEM
Transporte de gas natural	0.0009	tkm	Transport, pipeline, long distance, natural gas	Reporte de cargas de procesamiento MINEM

Energía

Electricidad	0.222	MJ	Electricity, high voltage production mix	Reporte de gestión de cambio climático Petroperú
--------------	-------	----	--	--

Salidas

Ítem	Cantidad	Unidad	Porcentaje de asignación (%)	Fuente
<i>Productos de refinería</i>				
Diésel B5 - Talara	1.0000	kg	26.3281%	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Gas Licuado de Petróleo - Talara	0.1676	kg	4.0553%	
Gasolina 95 octanos - Talara	0.0842	kg	2.8983%	
Gasolina 90 octanos - Talara	0.4014	kg	12.5784%	
Gasolina 84 octanos - Talara	0.2227	kg	6.6065%	
Turbo Jet A-1 - Talara	0.1749	kg	4.5757%	
Turbo JP-5 - Talara	0.0014	kg	0.0364%	
Diésel Marino 2 - Talara	0.0102	kg	0.2772%	
Intermed. Fuel Oil - IFO 180/380 - Talara	0.1940	kg	3.3514%	

Petróleo Industrial N° 6 - Talara	0.6396	kg	10.5446%
Petróleo Industrial 500 - Talara	0.1106	kg	1.7693%
Asfalto Líquido RC/MC - Talara	0.0055	kg	0.1135%
Asfalto Solido - Talara	0.0216	kg	0.4072%
Solvente 3 - Talara	0.0019	kg	0.0698%
Destilados medios para mezcla - Talara	0.0015	kg	0.0382%
Gas seco - Talara	0.0358	kg	0.8659%
Gas UDV - Talara	0.0031	kg	0.0754%
Nafta Primaria - Talara	0.0384	kg	1.8744%
Nafta Pesada - Talara	0.0025	kg	0.1222%
Nafta virgen - Talara	0.2237	kg	10.9215%
Nafta craqueada - Talara	0.0640	kg	3.1247%
Diésel 2 - Talara	0.0846	kg	1.9924%
Gasóleo pesado - Talara	0.0017	kg	0.0472%
Material de corte - Talara	0.0221	kg	4.9517%
Aceite cíclico/ligero - Talara	0.0012	kg	0.2264%
Aceite clarificado - Talara	0.0013	kg	0.2773%
Crudo reducido - Talara	0.0875	kg	1.8175%
Fondos de vacío - Talara	0.0025	kg	0.0527%
Slop - Talara	0.0001	l	0.0008%

Ítem	Cantidad	Unidad	Proceso unitario utilizado	Fuente
<i>Emisiones al aire</i>				
Dióxido de carbono	3.54E-01	kg	Carbon dioxide	IPCC
Metano	7.05E-06	kg	Methane	IPCC
Óxido nitroso	8.95E-07	kg	Dinitrogen monoxide	IPCC
Óxidos de nitrógeno	1.73E+00	g	Nitrogen oxides	Reporte de monitoreo de emisiones Petroperú
Monóxido de carbono	6.19E-01	g	Carbon monoxide	Reporte de monitoreo de emisiones Petroperú
Compuestos orgánicos volátiles	1.37E-02	g	NM VOC, non-methane volatile organic compounds	EEA/EMEP
Óxido de azufre	5.22E-01	g	Sulfur oxides	EEA/EMEP
Partículas suspendidas totales	9.66E-03	g	TSP	EEA/EMEP
Material particulado < 10 um	6.43E-01	g	Particulates, < 10 um	Reporte de monitoreo de emisiones Petroperú

Material particulado < 2.5 um	6.55E-03	g	Particulates, < 2.5 um	EEA/EMEP
Carbón negro	6.19E-04	g	Carbon black	EEA/EMEP
Plomo	8.38E-03	mg	Lead	EEA/EMEP
Cadmio	2.06E-03	mg	Cadmium	EEA/EMEP
Mercurio	1.37E-03	mg	Mercury	EEA/EMEP
Arsénico	5.59E-03	mg	Arsenic	EEA/EMEP
Cromo	8.58E-03	mg	Chromium	EEA/EMEP
Cobre	1.03E-02	mg	Copper	EEA/EMEP
Niquel	1.06E-02	mg	Nickel	EEA/EMEP
Selenio	1.55E-02	mg	Selenium	EEA/EMEP
Zinc	1.10E-01	mg	Zinc	EEA/EMEP
Benzo(a)pyrene	3.55E-03	µg	Benzo(a)pyrene	EEA/EMEP
Benzo(b)fluoranthene	2.57E-03	µg	Benzo(b)fluoranthene	EEA/EMEP
Benzo(k)fluoranthene	3.88E-03	µg	Benzo(k)fluoranthene	EEA/EMEP
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	4.58E-03	µg	Indeno(1,2,3-cd)pyrene	EEA/EMEP
Dióxido de azufre	1.93E+01	g	Sulfur dioxide	Reporte de monitoreo de emisiones Petroperú

<i>Emisiones al agua</i>				
Aceites y grasas	4.58E-04	kg	Oils, unspecified	Reportes de monitoreo de las empresas
Arsénico	5.74E-08	kg	Arsenic	Reportes de monitoreo de las empresas
Bario	3.00E-05	kg	Barium	Reportes de monitoreo de las empresas
Cadmio	1.07E-08	kg	Cadmium	Reportes de monitoreo de las empresas
Cloruros	5.05E-06	kg	Chlorine	Reportes de monitoreo de las empresas
Cromo	6.00E-08	kg	Chromium	Reportes de monitoreo de las empresas
Cromo VI	5.05E-07	kg	Chromium VI	Reportes de monitoreo de las empresas
DBO	6.72E-03	kg	BOD5, Biological Oxygen Demand	Reportes de monitoreo de las empresas
DQO	1.65E-02	kg	COD, Chemical Oxygen Demand	Reportes de monitoreo de las empresas
Fenoles	4.35E-05	kg	Phenols, unspecified	Reportes de monitoreo de las empresas
Fósforos totales	2.12E-05	kg	Phosphorus, total	Reportes de monitoreo de las empresas
Hidrocarburos totales	1.15E-04	kg	Hydrocarbons, unspecified	Reportes de monitoreo de las empresas
Mercurio	2.55E-09	kg	Mercury	Reportes de monitoreo de las empresas
Plomo	1.54E-08	kg	Lead	Reportes de monitoreo de las empresas

Nitrógeno amoniacal	1.61E-04	kg	Nitrogen, total	Reportes de monitoreo de las empresas
Sulfuros	5.00E-04	kg	Sulphur	Reportes de monitoreo de las empresas
Aceites y grasas	4.58E-04	kg	Oils, unspecified	Reportes de monitoreo de las empresas
Arsénico	5.74E-08	kg	Arsenic	Reportes de monitoreo de las empresas
Bario	3.00E-05	kg	Barium	Reportes de monitoreo de las empresas
Cadmio	1.07E-08	kg	Cadmium	Reportes de monitoreo de las empresas
Cloruros	5.05E-06	kg	Chlorine	Reportes de monitoreo de las empresas
Cromo	6.00E-08	kg	Chromium	Reportes de monitoreo de las empresas

kg = kilogramo, m³ = metro cúbico, GJ = gigajoule, t = tonelada, tkm = tonelada*kilómetro, g = gramo, mg = miligramo, µg = microgramo

Anexo 3: Inventario de Ciclo de Vida de los productos de la refinería Conchán normalizado para 1kg de Diésel B5.

Entradas				
Ítem	Cantidad	Unidad	Proceso unitario utilizado	Fuente
<i>Materiales/combustibles</i>				
Crudo DSW	0.335	kg	Petroleum, petroleum and gas production onshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Crudo Vasconia	0.509	kg	Petroleum, production onshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM, US Energy Information Administration, Colombia
Crudo Oriente	2.560	kg	Petroleum, production onshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM, US Energy Information Administration, Ecuador
Crudo Saphinoa	0.152	kg	Petroleum, production offshore	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM, US Energy Information Administration, Brazil
Nafta primaria	0.200	kg	Nafta pesada - Conchán	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Nafta pesada	0.004	kg	Nafta pesada - Conchán	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Nafta craqueada	0.022	kg	Nafta pesada - Conchán	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Diésel 2	0.025	kg	Diésel, production	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Slop	0.117	litros	Slop - Conchán	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Residual asfáltico	0.363	kg	Residual asfáltico - Conchán	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Intermed. Fuel Oil - IFO 180/380	0.026	kg	Intermed Fuel Oil - IFO 180/380 - Conchán	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Petróleo Industrial N° 6	0.471	kg	Petróleo Industrial N° 6 - Conchán	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Petróleo Industrial 500	0.064	kg	Petróleo Industrial 500 - Conchán	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Solvente 1	0.003	kg	Solvente 1 - Conchán	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Gasolina 4% Etanol	0.907	kg	Petrol, 4% ETBE additive by volume, with ethanol from biomass	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Condensado camisea	1.798	kg	Natural gas liquids, production	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Biodiesel	0.180	kg	Soy biodiesel, production	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Nafta	3.501	kg	Naphtha, petroleum refinery operation	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Gas natural	0.098	m3	Natural gas, high pressure, production	Reporte de gestión de cambio climático Petroperú
Mejorador de octanaje	1.41E-04	kg	Manganese, production	Reporte de importación SUNAT
Diésel para generadores eléctricos	2.87E-07	GJ	Diesel, burned in diesel-electric generating set, 18.5kW, diesel	Reporte de cargas de procesamiento MINEM
Agua para proceso	0.001	ton	Tap water production, conventional treatment	Reporte de desempeño ambiental Conchán
Transporte de crudo en tanker	84.475	tkm	Transport, freight, sea, transoceanic tanker	Reporte de desempeño ambiental Conchán
Transporte de gas natural en gaseoducto	1.488	tkm	Transport, pipeline, long distance, natural gas	Reporte de cargas de procesamiento MINEM

<i>Energía</i>				
Electricidad	0.000257	GJ	Electricity, high voltage production mix	Reporte de gestión de cambio climático Petroperú

Salidas

Ítem	Cantidad	Unidad	Porcentaje de asignación (%)	Fuente
<i>Productos de refinería</i>				
Diésel B5 - Conchán	1.000	kg	8.403%	Anuario estadístico de Hidrocarburos MINEM
Gasolina 97 octanos - Conchán	0.655	kg	6.820%	
Gasolina 95 octanos - Conchán	0.965	kg	10.367%	
Gasolina 90 octanos - Conchán	3.205	kg	31.166%	
Gasolina 84 octanos - Conchán	0.444	kg	4.128%	
Intermed Fuel Oil - IFO 180/380 - Conchán	0.646	kg	3.561%	
Petróleo Industrial N° 6 - Conchán	0.136	kg	0.686%	
Petróleo Industrial 500 - Conchán	0.403	kg	1.964%	
Asfalto Líquido RC/MC - Conchán	0.134	kg	0.849%	
Asfalto Solido - Conchán	1.025	kg	6.321%	
Solvente 1 - Conchán	0.014	kg	0.152%	
Solvente 3 - Conchán	0.108	kg	1.257%	
Gas seco - Conchán	0.004	kg	0.034%	
Nafta pesada - Conchán	0.001	kg	0.023%	
Diésel 2 - Conchán	2.672	kg	20.083%	
Gasóleo pesado - Conchán	0.224	kg	1.951%	
Residual asfáltico - Conchán	0.310	kg	1.967%	
Slop - Conchán	0.068	litros	0.269%	

Ítem	Cantidad	Unidad	Proceso unitario utilizado	Fuente
<i>Emisiones al aire</i>				
Dióxido de carbono	1.97E-01	kg	Carbon dioxide	IPCC
Metano	3.51E-06	kg	Methane	IPCC
Óxido nitroso	3.51E-07	kg	Dinitrogen monoxide	IPCC

Óxidos de nitrógeno	2.21E-01	g	Nitrogen oxides	EEA/EMEP
Monoóxido de carbono	1.38E-01	g	Carbon monoxide	EEA/EMEP
Compuestos orgánicos volátiles diferentes a metano	9.05E-03	g	NM VOC, non-methane volatile organic compounds	EEA/EMEP
Óxido de azufre	9.86E-04	g	Sulfur oxides	EEA/EMEP
Partículas suspendidas totales	3.12E-03	g	TSP	EEA/EMEP
Material particulado < 10 µm	3.12E-03	g	Particulates, < 10 µm	EEA/EMEP
Material particulado < 2.5 µm	3.12E-03	g	Particulates, < 2.5 µm	EEA/EMEP
Carbón negro	2.69E-04	g	Carbon black	EEA/EMEP
Plomo	5.26E-06	mg	Lead	EEA/EMEP
Cadmio	8.77E-07	mg	Cadmium	EEA/EMEP
Mercurio	3.51E-04	mg	Mercury	EEA/EMEP
Arsénico	4.21E-04	mg	Arsenic	EEA/EMEP
Cromo	2.67E-06	mg	Chromium	EEA/EMEP
Cobre	2.67E-07	mg	Copper	EEA/EMEP
Níquel	1.79E-06	mg	Nickel	EEA/EMEP
Selenio	3.93E-05	mg	Selenium	EEA/EMEP
Zinc	5.26E-06	mg	Zinc	EEA/EMEP
Dióxido de azufre	4.93E-05	gr	Sulfur dioxide	Reporte de monitoreo de emisiones Petroperú
Sulfuro de hidrógeno	1.06E-05	gr	Hydrogen sulfide	Reporte de monitoreo de emisiones Petroperú
Vanadio	6.43E-08	gr	Vanadium	Reporte de monitoreo de emisiones Petroperú
Compuestos orgánicos volátiles	1.55E-04	gr	VOC, volatile organic compound	Reporte de monitoreo de emisiones Petroperú
Benzo(a)pyrene	1.96E-03	µg	Benzo(a)pyrene	EEA/EMEP
Benzo(b)fluoranthene	2.95E-03	µg	Benzo(b)fluoranthene	EEA/EMEP
Benzo(k)fluoranthene	2.95E-03	µg	Benzo(k)fluoranthene	EEA/EMEP
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	2.95E-03	µg	Indeno(1,2,3-cd)pyrene	EEA/EMEP

Emisiones al agua

Aguas residuales	1.72E-04	ton	Waste water	Reporte de desempeño ambiental Conchán
Aceites y grasas	4.10E-03	g	Oils, unspecified	Reporte de monitoreo de efluentes
Arsénico	3.17E-06	g	Arsenic	Reporte de monitoreo de efluentes
Bario	4.12E-05	g	Barium	Reporte de monitoreo de efluentes
Cadmio	9.30E-07	g	Cadmium	Reporte de monitoreo de efluentes

Cloruros	1.13E+00	g	Chlorine	Reporte de monitoreo de efluentes
Cloro residual	1.43E-04	g	Chloride	Reporte de monitoreo de efluentes
Cromo	9.11E-06	g	Chromium	Reporte de monitoreo de efluentes
Cromo VI	3.44E-06	g	Chromium VI	Reporte de monitoreo de efluentes
DBO	1.60E+00	g	BOD5, Biological Oxygen Demand	Reporte de monitoreo de efluentes
DQO	2.02E+00	g	COD, Chemical Oxygen Demand	Reporte de monitoreo de efluentes
Fenoles	4.57E-03	g	Phenols, unspecified	Reporte de monitoreo de efluentes
Fósforos totales	1.59E-04	g	Phosphorus, total	Reporte de monitoreo de efluentes
Hidrocarburos totales	4.42E-03	g	Hydrocarbons, unspecified	Reporte de monitoreo de efluentes
Mercurio	1.38E-07	g	Mercury	Reporte de monitoreo de efluentes
Nitrógeno amoniacal	4.06E-03	g	Ammonia, as N	Reporte de monitoreo de efluentes
Plomo	8.95E-07	g	Lead	Reporte de monitoreo de efluentes
Sulfuros	1.06E-02	g	Sulfide	Reporte de monitoreo de efluentes
Compuestos orgánicos disueltos	2.22E+00	g	Organic compounds, dissolved	Reporte de monitoreo de efluentes

Residuos generados

Lodos para tratamiento	4.50E-06	ton	Refinery sludge, treatment of, sanitary landfill	Reporte de desempeño ambiental Conchán
------------------------	----------	-----	--	--

kg = kilogramo, m³ = metro cúbico, GJ = gigajoule, t = tonelada, tkm = tonelada*kilómetro, g = gramo, mg = miligramo, µg = microgramo