

PLAN GENERAL DE NEGOCIOS, EXPANSIÓN E INVERSIÓN

DE EP PETROECUADOR

2025



TABLA DE CONTENIDO

1.	ANÁLISIS DE CONTEXTO	4
2.	CONCEPTO DE NEGOCIO.....	5
3.	ANÁLISIS DE MERCADO.....	14
3.1	Mercado y Posicionamiento de la Empresa	14
	3.1.1. Precio de crudo nacional e internacional	17
	3.1.2. Producción de Hidrocarburos.....	20
	3.1.3. Transporte y comercialización de Crudo.....	22
	3.1.4. Refinación, transporte y comercialización de derivados	24
3.2.	Clientes.....	27
	3.2.1. Comercialización Internacional	28
	3.2.2. Comercialización Nacional.....	28
3.3.	Competidores.....	30
	4.1.1. Matriz ventaja competitiva.....	33
	4.1.2. Benchmarking	36
	PLANIFICACIÓN COMERCIAL, OPERATIVA, FINANCIERA, DE EXPANSIÓN Y DE INVERSIÓN	38
4.	PLANIFICACIÓN COMERCIAL	38
	Objetivo Empresarial - Perspectiva Comercial	38
	Marketing Mix	39
	Estrategias Marketing Mix	40
	Plan de ventas.....	44
5.	PLANIFICACIÓN DE OPERACIONES	47
	Objetivos Empresariales – Perspectiva de Operaciones.....	47
	Contenidos de la sección	48
	5.1.1. UPSTREAM	49

5.1.2.	MIDSTREAM Y DOWNSTREAM.....	50
5.1.3.	UPSTREAM, MIDSTREAM Y DOWNSTREAM	51
5.1.4.	Producción de crudo y gas natural.....	54
5.1.5.	Pozos por perforar	55
5.1.6.	Workovers de inversión (CAPEX)	59
5.1.7.	Licencias Ambientales	60
5.1.8.	Gestión Social.....	64
5.1.9.	Transporte de crudo.....	64
5.1.10.	Refinación - Producción de mezclas y derivados.....	66
5.1.11.	Transporte de derivados	67
5.1.12.	Comercialización Nacional.....	69
5.1.13.	Comercialización Internacional	69
5.1.14.	Infraestructura petrolera.....	70
5.1.15.	Proyecciones	74
6.	PLANIFICACIÓN DE EXPANSIÓN.....	82
	Estrategias de Expansión.....	82
	Convenios y capacidad asociativa.....	85
	Situación en filiales, unidades de negocio, subsidiarias u otras empresas	86
6.1.1.	CEM AUSTROGAS.....	86
6.1.2.	Subsidiaria CEM LOJAGAS.....	87
7.	PLANIFICACIÓN DE INVERSIÓN	89
	Programas y Proyectos de Inversión.....	89
8.	PLAN FINANCIERO.....	91
	Objetivo Empresarial - Perspectiva Financiera.....	92
	Supuestos	92

Estado de Situación Proyectado.....	94
Flujo de Caja	96
Estado de Resultados Proyectado	98
Índices Financieros	98
9. EVALUACIÓN DE RIESGOS.....	100
10. CUADRO RESUMEN	101
GLOSARIO	101
ÍNDICE DE CUADROS Y GRÁFICOS.....	105
ANEXOS.....	108

1. ANÁLISIS DE CONTEXTO

EP PETROECUADOR considerada la compañía petrolera nacional, propiedad del Gobierno del Ecuador, con personería jurídica, patrimonio propio, autonomía técnica, operativa y de gestión; reconocida como la marca petrolera emblema del país y generadora de un porcentaje representativo en los ingresos del estado y mayor contribuyente fiscal.

EP PETROECUADOR tiene por objetivo llevar adelante la exploración, explotación del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, así como su recolección, venta y comercialización interna y externa.

En su marco de labores, la EP PETROECUADOR con más de 50 años en el país, históricamente se ha ubicado como la empresa con mayores ingresos en el país¹ y quien ha marcado un crecimiento constante luego de las caídas significativas de los precios del petróleo producto de la pandemia en el año 2020. A partir del año 2021, la empresa ha continuado con el proceso de recuperación económica por ventas nacionales y de exportación. En el año 2022 mantuvo ese proceso de recuperación, además que los precios se vieron impactados al alza por el conflicto geopolítico entre Rusia y Ucrania, lo que tuvo efectos positivos en los ingresos en las ventas de exportaciones de crudo.

En el año 2023, se presentaron factores naturales que afectaron la producción como el socavón del río Marker, que paralizaron la operación de los dos oleoductos del país; y factores sociales, como la conflictividad social en la Amazonía, donde están los principales campos petroleros.

El año 2024, la producción de crudo se verá afectada por el cierre del Bloque ITT, acorde con la consulta popular del 20 de agosto del 2023, en la que la mayoría de los ecuatorianos votó a favor de mantener el petróleo de esta área bajo tierra.

¹ [Las 500 mayores empresas del Ecuador \(vistazo.com\)](https://www.vistazo.com)

2. CONCEPTO DE NEGOCIO

El 6 de abril de 2010, mediante el Decreto Ejecutivo No. 314 publicado en el Suplemento al Registro Oficial No. 171 de fecha 14 de abril de 2010, dentro del proceso de reordenamiento jurídico del país y en pos de fortalecer las áreas estratégicas, se creó la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, con el objetivo de velar por la gestión del sector hidrocarburífero en toda su cadena de valor, dejando de ser un holding para constituir una sola empresa con gerencias operativas y de soporte.

Mediante el Decreto Ejecutivo No.1351-A publicado en el Registro Oficial No.860 de fecha 2 de enero de 2013, se dispuso que las competencias de la EP PETROECUADOR se acotaban al transporte, la refinación y la comercialización interna y externa de crudo y derivados, preservando el medio ambiente en los lugares de operación directa de la EP PETROECUADOR.

El 24 de abril de 2019, con la firma del Decreto Ejecutivo 723 publicado en el Registro Oficial Suplemento No. 483 de fecha 8 de mayo de 2019, se dispuso iniciar el proceso de fusión de las empresas petroleras PETROAMAZONAS EP y EP PETROECUADOR, con el fin de que, a través de una sola empresa, se lleven a cabo todas las actividades relacionadas con la exploración, producción, transporte, refinación y comercialización nacional e internacional de crudo y sus derivados.

Desde el 01 de enero del 2021, la EP PETROECUADOR es la empresa pública a cargo de las actividades del sector hidrocarburífero del Ecuador, conforme lo establece el Decreto Ejecutivo 1221 del 7 de enero del 2021, que en su artículo 3 establece que tendrá por objeto principal la gestión del sector estratégico de los Recursos Naturales No Renovables para su aprovechamiento sustentable conforme a la Ley Orgánica de Empresas Públicas (LOEP) y a la Ley de Hidrocarburos, para lo cual intervendrá en todas las fases de la actividad hidrocarburífera en una línea de negocio única que incluye *Upstream*: Exploración y Producción; *Midstream*: Transporte; *Downstream*: Refinación, así como la Comercialización de petróleo y sus derivados en el ámbito nacional e internacional.

A partir del 1 de enero de 2023, con Resoluciones No. MEM-VH-2023-001 y MEM-VH-2023-002, el Viceministerio de Hidrocarburos, asignó los Bloques 16 y 67 (Tivacuno) para la operación directa de la EP PETROECUADOR en la exploración y/o explotación de hidrocarburos y sustancias asociadas, conforme la normativa legal vigente, esta operación fue asumida por la Gerencia de la Unidad de Negocios de Activos en Transición, creada para el efecto.

Mediante Resolución No. DIR-EPP-06-2024-06-24 de 24 junio de 2024, el Directorio de la empresa resolvió entre otros aspectos: **“Artículo 1.- Conocer y aprobar el Presupuesto General del año 2024 de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR, (...), sobre la base del Informe del Gerente General Subrogante, presentado mediante Memorando Nro. PETRO-PGG-2024-0184-M de 10 de junio de 2024, a través del cual acogió, en su integridad, los Informes Jurídico y Financiero, contenidos en los Memorandos Nros. PETRO-AJU-2024-1242-M y PETRO-FIN-2024-0658-M, de 22 y 23 de mayo de 2024, respectivamente, (...).”**

El 8 de julio de 2024, mediante oficio No. SNP-SGP-SPN-2024-0611-OF, la Secretaría Nacional de Planificación informó que *“(...) previo al aval del presidente del directorio, con la finalidad que esta Secretaría de Estado, emita la verificación técnica metodológica del instrumento en mención (...); y que, para la elaboración y/o actualización de los planes institucionales se deberá utilizar la “Guía Metodológica de Planificación Institucional”*”.

El 6 de agosto de 2024, mediante oficio No. PETRO-PGG-2024-0740, la EP PETROECUADOR, solicitó a la Secretaría Nacional de Planificación la verificación técnica metodológica del Plan Estratégico Institucional 2024-2025.

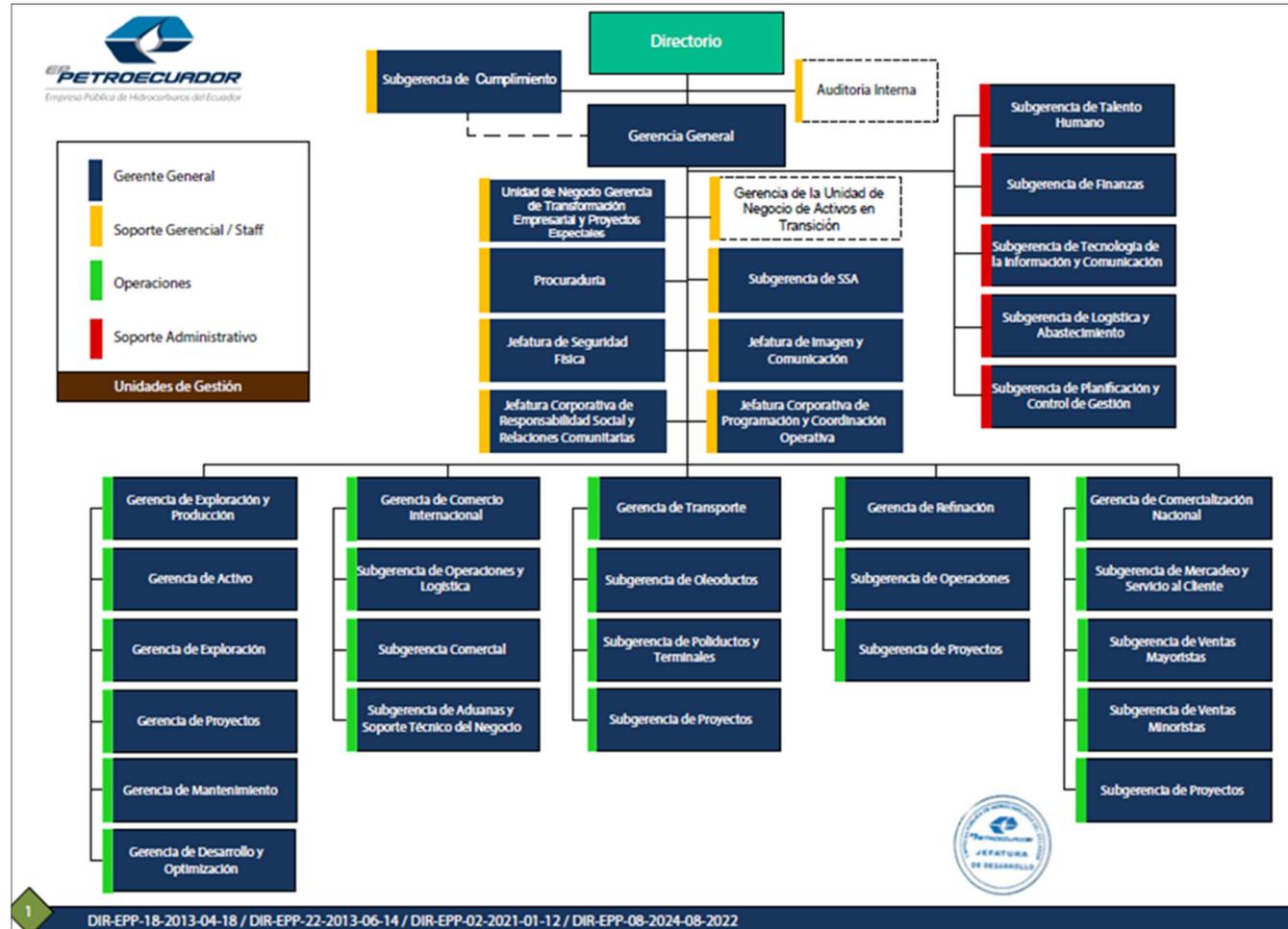
El 13 de agosto de 2024 la Secretaría Nacional de Planificación mediante oficio No SNP-SNP-2024-0762-OF, indicó que “la solicitud de validación metodológica debe ser remitida por parte del Presidente del Directorio de PETROECUADOR”.

Mediante oficio No. PETRO-PGG-2024-0879-O del 17 de septiembre de 2024, la Gerencia General de EP PETROECUADOR remitió al Ministerio de Energía y Minas la solicitud de Verificación Técnica Metodológica para que conforme las directrices establecidas por la

Secretaría Nacional de Planificación, sea el Presidente del Directorio, el que gestione ante la máxima autoridad rectora de la Planificación, la anteriormente mencionada Validación Metodológica.

Mediante oficio No. SNP-SGP-SPN-2024-0946-OF del 30 de septiembre de 2024, la Subsecretaria de Planificación Nacional emite el informe favorable de verificación técnica metodológica.

Gráfico 1: Estructura Organizacional EP PETROECUADOR



Fuente: Subgerencia de Talento Humano

Para el segmento de Exploración y Producción operará con 25 bloques, 22 ubicados en la Cuenca Oriente del Ecuador y 3 situados en la zona del Litoral; las áreas de operación se encuentran ubicadas geográficamente en las provincias de Sucumbíos, Orellana, Napo y Pastaza, en el oriente ecuatoriano, y, en las provincias de El Oro y Santa Elena, y Litoral ecuatoriano.

Cuadro 1: Bloques Petroleros - EP PETROECUADOR

No. De Bloque	Descripción
1	Pacoa
5	Rodeo
6	Amistad
7	Coca - Payamino
11	Lumbaqui
12	Edén Yuturi
15	Indillan
18	Palo Azul
16	Iro
21	Yuralpa
31	Apaika – Nenke
43	ITT
44	Pucuna
48	Punino
49	Bermejo
55	Armadillo
56	Lago Agrio
57	Shushufindi - Libertador
58	Cuyabeno - Tipishca
59	Vinita
60	Sacha
61	Auca
67	Tivacuno
74	Bloque 74
75	Bloque 75

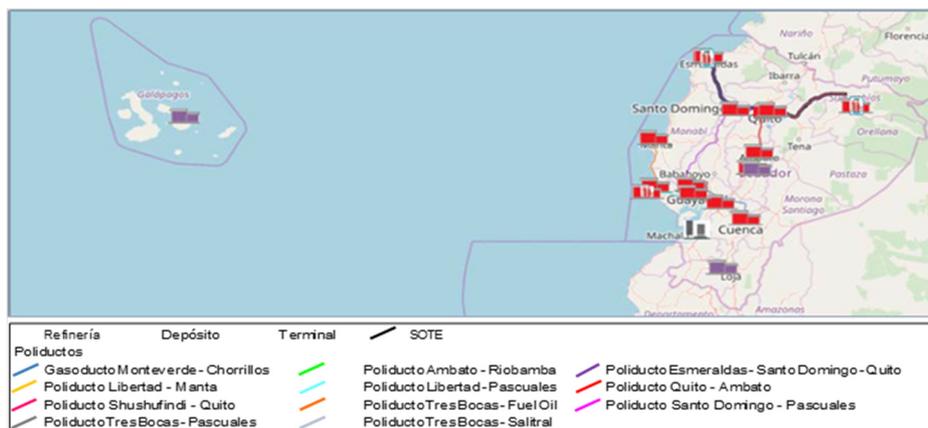
Fuente: Gerencia de Exploración y Producción -
Coordinación de Gerenciamientos de Datos & SIC
- Gerencia de Desarrollo y Optimización.

El Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), tiene una longitud de 498 km., y una capacidad de transporte de 360.000 barriles por día.

A nivel nacional operan tres refinерías (Esmeraldas, con una capacidad de 110.000 barriles por día; La Libertad, con una capacidad de 45.000 barriles por día; Shushufindi, con una capacidad de 20.000 barriles por día); una planta de GLP (Shushufindi, con una capacidad de 25 millones de pies cúbicos diarios) y, una planta licuefactora de gas (Bajo Alto, con una capacidad de 200 toneladas métricas diarias).

El transporte de derivados actualmente cuenta con una red de poliductos y ductos de GLP con una extensión total de 1.658 km con una capacidad total de transporte de 408.780 barriles por día.

Gráfico 2: Instalaciones Operativas EP PETROECUADOR



Fuente: Jefatura de Imagen y Comunicación

En cuanto a distribución y comercialización, para dar atención a distribuidores y consumidores finales externos e internos, al mes de diciembre del 2023 se contó con:

- 45 Estaciones de Servicios propias.
- 172 Estaciones de Servicio afiliadas.
- 13 Depósitos de Pesca Artesanal propios.
- 17 Depósitos de Pesca Artesanal afiliados.
- 3 Despacho provisional (Gonzanamá, Zumbahua y Tiwintza)
- 1 Centro de acopio de GLP en la ciudad de Esmeraldas.

- 6 Depósitos de Gas Licuado de Petróleo (GLP).
- 1 Punto de venta de Gas Natural y Gas Natural Licuado
- 1 Depósito de Almacenamiento en el aeropuerto Eloy Alfaro de la ciudad de Manta para abastecer aeronaves nacionales e internacionales.
- 16 Sucursales operativas a nivel nacional a cargo de la Subgerencia de Ventas Mayoristas, a través de las cuales la EP PETROECUADOR en su calidad de abastecedora realiza el despacho, coordinación y venta de combustibles.
- 4 centros de distribución industriales afiliados.
- 7 centros de distribución aéreos afiliados.
- 3 centro de distribución naviero afiliados.

EP PETROECUADOR cuenta con los siguientes clientes:

- 176 clientes directos aéreos.
- 515 clientes directos industriales.
- 246 clientes directos navieros.
- 12 clientes directos GNL.
- 1 cliente Eléctrico de GN.
- 1 cliente Industrial de GN.
- 1.806 clientes de GN Domiciliario.
- En los centros de distribución de los segmentos automotriz y de gasolina de pesca artesanal, mensualmente, se atienden aprox. a 460.000 clientes finales.
- La venta de lubricantes de marca propia Petrocomercial se realiza a clientes internos y externos.
- En el centro de acopio de depósitos de GLP se brinda el servicio de aproximadamente 13.000 consumidores finales de forma mensual.

Adicionalmente, cuenta con una sola línea de negocio “Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados”, dividida en segmentos:

- Exploración y producción
- Transporte y comercialización de crudo
- Refinación, transporte y comercialización interna de derivados
- Refinación, transporte y comercialización externa de derivados

En el Artículo 10 de la Resolución Nro. DIR-EPP-15-2023-07-11 de fecha 11 de julio de 2023, el Directorio Empresarial, resolvió: *“Disponer al Gerente General de la EP PETROECUADOR remita un informe pormenorizado que contenga escenarios frente a los posibles resultados de la consulta popular relacionada con el ITT”*.

Mediante oficio Nro. PETRO-PGG-2023-1020-O de 28 de septiembre de 2023, el Gerente General de EP PETROECUADOR de ese entonces, presentó para conocimiento a los miembros del Directorio el *“Informe preliminar sobre impactos y planes de acción asociados al cumplimiento de la consulta popular para el cierre anticipado de operaciones y abandono del BLOQUE 43 - ITT”*.

Con resolución Nro. DIR-EPP-23-2023-10-03 de 3 de octubre de 2023, el Directorio de la EP PETROECUADOR manifestó: *“Artículo 1.- CONOCER el informe del impacto frente a los resultados de la consulta popular relacionado con el ITT, conforme a disposición emitida por parte del Directorio, en el artículo 10 de la Resolución Nro. DIR-EPP-15-2023-07-11 de 11 de julio de 2023, presentado por el Gerente General de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR (...)”*

Mediante Oficio Nro. PETRO-PCG-2023-1212-O de fecha 21 de noviembre de 2023, el Gerente General de la EP PETROECUADOR, entregó al señor Ministro de Energía y Minas, un *“Informe sobre impactos y puntos de atención para el cierre anticipado de operaciones y abandono del Bloque 43 ITT conforme los resultados de la consulta popular del 20 de agosto de 2023”* en el cual solicita en la segunda parte que, textual: *“En este marco, EP Petroecuador, en observancia de lo mencionado previamente, cumple con remitir el informe mencionado con sus respectivos anexos, que fue elaborado con todas las instituciones del Estado involucradas (...)”*.

Para el año 2024, se plantea el Plan General de Negocios, Expansión e Inversión como un documento alineado a la planificación estratégica que permite identificar los objetivos, las metas e indicadores corporativos que faculten a la EP PETROECUADOR cumplir con su misión y visión; y, que se presentan anualmente conforme las necesidades y comportamiento del mercado.

Para su elaboración se tomó como base los “Lineamientos para la Formulación o Modificación del Plan General de Negocios, Expansión e Inversión” remitidos por la Empresa Coordinadora de Empresas Públicas – EMCO EP, que plantea los parámetros generales dispuestos a las empresas públicas para desarrollar de manera sistemática sus planes de negocio.

La planificación descrita en el presente Plan se encuentra alineada al Plan del Nuevo Ecuador y a la actualización del Plan Estratégico Empresarial 2024-2025; y, se estableció de acuerdo a la Resolución No. DIR-EPP-06-2024-06-24 de fecha 24 de junio de 2024, mediante la cual el Directorio de la EP PETROECUADOR, conoce y aprueba el presupuesto para el año fiscal 2024; así como, los volúmenes se obtuvieron de los Estimados Hidrocarburíferos para la Proforma del Presupuesto General del Estado 2024 y Programación Cuatrianual 2024-2027, remitidos con oficio Nro. MEM-VH-2024-0054-OF del 26 de enero de 2024 por el Ministerio de Energía y Minas, el mismo que podrá variar en base a las actualizaciones que oficialice el ente rector.

Si bien EP PETROECUADOR es en la práctica la única empresa con participación en el abastecimiento de combustibles, los cambios expuestos en Decreto Ejecutivo No. 1158 autorizan a empresas privadas a la libre importación de combustibles y obligaría a EP PETROECUADOR a facilitar la infraestructura de importación a cambio del pago de una tarifa.

Las compañías privadas utilizan la infraestructura que la EP PETROECUADOR dispone para la recepción de combustible importado, además para el año 2024 han referido que mantendrán un volumen mensual de importación similar al del año 2023.

Al tratarse de importación de combustible que cubre los sectores de consumo que no tienen ningún subsidio por parte del estado ecuatoriano, no han disminuido los ingresos para la Empresa Pública y tampoco se ha presentado una competitividad en el precio que afecte o beneficie al consumidor final.

3. ANÁLISIS DE MERCADO

3.1 Mercado y Posicionamiento de la Empresa

El crecimiento económico en el Ecuador se ha enfrentado a diversas dificultades que han provocado ajustes y reducción en el gasto público, principalmente en inversiones de capital.

El PIB representa el desempeño de la economía en un determinado periodo de tiempo. A continuación, se presenta la evolución del PIB durante el periodo 2014-2023 en el Ecuador:

Gráfico 3: Crecimiento PIB en el Ecuador 2014-2023



Nota: Información 2023 referencial
Fuente: Banco Central de Ecuador.²

En el gráfico anterior se observa que en el año 2016 existió una caída considerable, donde el PIB decreció un 1,2% debido al impacto del precio del crudo, la apreciación del dólar y el terremoto que se presentó en abril del mismo año.

²

<https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/CuentasNacionales/Indices/c124092023.htm>

Para el año 2018 se muestra que el PIB alcanzó un crecimiento anual de 1,3%, esto “(...)se explica por: i) mayor gasto de consumo final de gobierno general (2,9%); ii), aumento de 2,7% en el gasto de consumo final de los hogares; iii) mayor formación bruta de capital fijo (FBKF) (2,1%); e iv) incremento del 0,9% de las exportaciones de bienes y servicios. Por su parte, las importaciones de bienes y servicios en 2018 fueron mayores en un 5,8% respecto a las registradas en 2017³.

En el año 2019 el PIB tuvo un crecimiento mínimo del 0,1% debido a la disminución de compra de bienes y servicios, así como por la eliminación del subsidio a los combustibles, lo cual representó pérdidas de entre 700 y 800 millones de dólares.

La emergencia sanitaria mundial por causa de la Covid-19 impactó directamente en el desempeño económico de los países de la región y el mundo, afectando la movilidad de las personas y el normal funcionamiento de establecimientos productivos y comerciales.

Esto fue determinante para que en el 2020 el Producto Interno Bruto (PIB) del Ecuador, en términos constantes, haya totalizado USD 66.308 millones, lo que representó una caída de 7,8%, según los datos de las cuentas nacionales trimestrales del Banco Central del Ecuador.

El Producto Interno Bruto (PIB) creció 4,2% en 2021, superando la proyección de 3,55% presentada por el Banco Central del Ecuador (BCE). Este aumento respondió a la variación de 10,2% del Gasto de Consumo Final de los Hogares, cuyo nivel superó el período de prepandemia. Este resultado refleja una recuperación de las actividades económicas y productivas en el país.

En el año 2022, frente al escenario internacional adverso y las paralizaciones registradas en el mes de junio, la economía ecuatoriana, medida a través del PIB, se ha mostrado resiliente y registró un crecimiento anual de 2,9%.

Para el año 2023 se observa un indicador del 1,5%, más bajo que el año 2022, toda vez que los resultados se dan en medio de un panorama político inquietante en el país, después

³Banco Central del Ecuador

de la aplicación de la muerte cruzada en mayo y las elecciones anticipadas de los nuevos gobernantes en el País en los meses de agosto y diciembre. Sin embargo, el consumo en los hogares y las exportaciones que se han denotado en el país, han mantenido estable la economía ecuatoriana impulsada principalmente por el incremento del gasto del gobierno, el consumo de los hogares y la formación bruta de capital fijo.

Cuadro 2: VAB petrolero y no petrolero.

PRODUCTO INTERNO BRUTO EN EL ECUADOR							
Año	VAB Petrolero	VAB no petrolero	Otros elementos PIB	PIB	Participación VAB Petrolero	Variación interanual VAB petrolero	Variación interanual VAB no petrolero
2007	6.751.274	41.759.629	2.496.874	51.007.777	13,24%	-7,13%	3,59%
2008	6.800.916	44.703.118	2.746.374	54.250.408	12,54%	0,74%	7,05%
2009	6.829.481	45.522.029	2.206.222	54.557.732	12,52%	0,42%	1,83%
2010	6.672.076	47.598.618	2.210.361	56.481.055	11,81%	-2,30%	4,56%
2011	6.925.325	51.507.763	2.491.976	60.925.064	11,37%	3,80%	8,21%
2012	7.141.540	54.602.990	2.617.903	64.362.433	11,10%	3,12%	6,01%
2013	7.021.754	57.900.337	2.624.037	67.546.128	10,40%	-1,68%	6,04%
2014	7.135.471	60.503.777	2.466.114	70.105.362	10,18%	1,62%	4,50%
2015	6.950.966	61.237.760	1.985.951	70.174.677	9,91%	-2,59%	1,21%
2016	7.171.149	60.407.935	1.734.982	69.314.066	10,35%	3,17%	-1,36%
2017	7.008.523	61.668.088	2.279.080	70.955.691	9,88%	-2,27%	2,09%
2018	6.562.616	62.917.907	2.389.994	71.870.517	9,13%	-6,36%	2,03%
2019	6.635.022	63.025.497	2.218.698	71.879.217	9,23%	1,10%	0,17%
2020	5.965.396	58.541.721	1.774.429	66.281.546	9,00%	-10,09%	-7,11%
2021	6.574.244	60.388.061	2.126.431	69.088.736	9,52%	10,21%	3,15%
2022	6.606.020	62.262.942	2.256.281	71.125.243	9,29%	0,48%	3,10%
2023*	6.592.820	65.571.439	2.343.315	72.164.259	9,14%	-0,20%	5,31%

Nota: * Información Preliminar – BCE con cifras reportadas únicamente al 2022

Fuente: Banco Central del Ecuador⁴

El valor agregado bruto (VAB) refleja el valor total creado por una industria o conjunto de industrias, descontando de la producción los consumos intermedios que fueron utilizados en su proceso productivo.

La pandemia del COVID-19 generó una contracción económica mundial sin precedentes para 2020, que en el Ecuador se tradujo en una reducción de 10,09% en dicho año, lo que en términos de producción e ingreso representó un retroceso. La economía ecuatoriana mostró signos importantes de recuperación en el 2021.

Durante el 2023 el mercado petrolero global ha experimentado una notable volatilidad en los últimos tiempos, reflejando una serie de factores clave que incluyen decisiones de producción, tensiones geopolíticas y fluctuaciones económicas, experimentando caídas

⁴ <https://www.bce.fin.ec/micrositio20dolarizacion/sector-real.html>

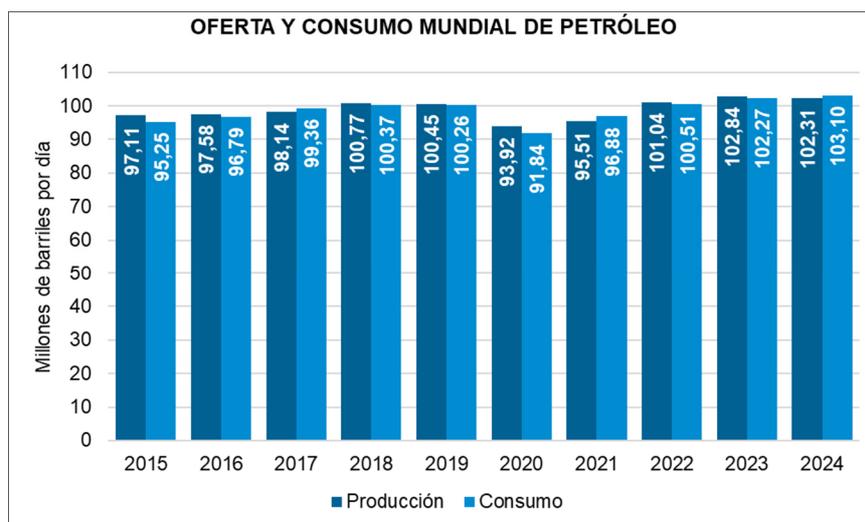
significativas en sus precios. Esta tendencia descendente es parte de un panorama más amplio que ha visto una disminución generalizada en los precios del petróleo a lo largo del año⁵, sumando a los cambios políticos que ha atravesado el Ecuador en ese año.

3.1.1. Precio de crudo nacional e internacional

Según la EIA - U.S. Energy Information Administration, estimó que el consumo global de petróleo alcanzaría los 100,5 millones de b/d en el año 2022 y 102,3 millones de b/d en el año 2023; observándose que la producción para dichos años llegó a los 101,4 y 102,8 millones de b/d respectivamente; pudiéndose observar que a la par se ha mantenido equilibrada la oferta y producción de crudo en el ámbito nacional/internacional.

La tendencia de consumo para el año 2024 se mantiene al alza, cuya cifra se prevé alcanzará los 103,10 millones de barriles p/d.

Gráfico 4: Proyección Oferta y Consumo Mundial de Petróleo



Fuente: Energy Outlook de la EIA (Energy Information Agency).⁶

Uno de los factores más importantes que se deben tener en cuenta para el desarrollo de proyectos y transacciones comerciales, es el precio de barril de petróleo. La OPEP,

⁵ <https://es.investing.com/analysis/analisis-petroleo-2023--que-ocurrira-con-el-petroleo-200466785>

⁶ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6ff5beb7-a9f9-489f-9d71-fd221b88c66e/Oil2023.pdf>

Organización de Países Exportadores de Petróleo, controla casi el 50% de la producción de petróleo del mundo y tiene como objetivo proteger los precios del petróleo, la cual influye de forma definitiva en los precios, mediante el incremento o disminución de la producción, es decir, de la oferta.

Los precios del petróleo dependen de la escasez de oferta y la expectativa de que el aumento de los casos de coronavirus y la propagación de la variante ómicron; así como la guerra en el medio oriente no descarrilen la recuperación de la demanda mundial.

Cuadro 3: Precio Promedio de Crudo Ecuatoriano y del Mercado Internacional

PRECIO PROMEDIO DE CRUDO ECUATORIANO Y DEL MERCADO INTERNACIONAL							
Año	Crudo Oriente (a)	Crudo Napo (b)	Cesta Oriente y Napo (c)	Cesta Referencial OPEP (d)	Petróleo WTI (e)	Petróleo Brent (f)	Crudo Urals (g)
2016	37,17	31,72	35,25	40,68	43,21	43,69	42,09
2017	47,09	42,93	45,62	52,51	50,91	54,25	53,35
2018	63,46	57,33	61,13	69,52	64,90	70,94	69,86
2019	58,38	51,53	55,64	64,05	57,03	64,21	64,40
2020	37,88	32,43	35,90	41,37	39,36	41,60	41,76
2021	63,40	60,21	62,09	69,72	68,00	70,64	69,29
2022	88,27	82,75	86,13	99,91	94,43	100,92	78,43
2023	71,12	64,32	68,23	82,98	77,62	82,62	64,37

Notas:

a) Precio promedio ponderado del Crudo Oriente exportado por EP Petroecuador. Crudo mediano de 23 grados API promedio y un contenido de azufre de 1.45%.

b) Precio promedio ponderado del Crudo Napo exportado por EP Petroecuador. Crudo pesado entre 18 y 21 grados API y un contenido de azufre de 2.10%.

c) Para el cálculo de la cesta de los crudos Oriente y Napo exportados por EP Petroecuador, los precios son ponderados, sin que signifique que los petróleos se mezclen para su exportación. Su venta externa se efectúa por separado.

d) OPEC Reference Basket (ORB), es un promedio ponderado con los precios de las variedades de petróleo producidas por los países de la OPEP. Se trata de un precio referencial.

e) Crudo ligero con gravedad de alrededor de 39.6 grados API y un contenido de azufre de 0.24%. El WTI, también es conocido como Texas Light Sweet. El seguimiento del precio del WTI es importante para la economía ecuatoriana.

f) Crudo ligero con gravedad de alrededor de 38.06 grados API y un contenido de azufre de 0.37%. Es una mezcla de varios crudos: Brent Crude, Brent Sweet Light Crude, Oseberg, Ekofisk, Forties. Se utiliza también como referencia mundial de los precios del petróleo y se cotiza en el ICE Futures Europe.

g) Crudo ligero de alrededor de 32.5 grados API y un contenido de azufre ponderado de 1.25%. Es una mezcla de exportación producido en el distrito autónomo de Janti-Mansiisk y Tatarstán en Rusia.

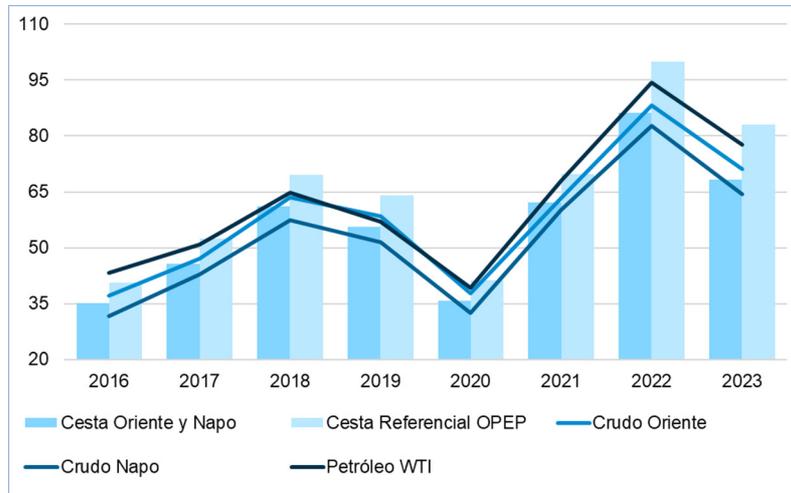
Nota: Data 2023.

Fuente: Banco Central del Ecuador.⁷

Para poder analizar los crudos Napo y Oriente, se debe observar la tendencia del crudo de referencia West Texas Intermediate (WTI). El WTI tiene una calidad de entre 38 y 39 °API, por lo que tiene un mayor precio en comparación con el crudo Oriente que es de aproximadamente 23 °API, y el crudo Napo de entre 18 y 21 °API.

⁷ <https://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/bolmensual/IEMensual.jsp>

Gráfico 5: Precio Promedio de Crudo Ecuatoriano WTI



Nota: Data 2023 preliminar
Fuente: Banco Central del Ecuador.⁸

El rango de datos que se propone ocupar para evaluar futuros proyectos se presenta en el siguiente cuadro, donde se puede observar que para el año 2024, se esperan los siguientes marcadores: Valor estimado de WTI \$ 78,79; Crudo Oriente \$73,52 y Crudo Napo \$68,47.

⁸ <https://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/bolmensual/IEMensual.jsp>

Cuadro 4: Datos de pronósticos anuales, escenarios PBC y BCE.

MES	WTI (USD/BL)	ORIENTE (USD/BL)	NAPO (USD/BL)
2024	78,79	73,52	68,47
2025	69,57	66,55	62,08
2026	70,68	65,55	60,45
2027	71,10	66,40	61,35
2028	72,69	68,29	63,24
2029	74,20	70,02	65,02
2030	75,30	71,29	66,34
2031	77,00	73,19	68,29
2032	78,75	75,19	70,34
2033	80,55	76,76	71,96
2034	82,37	78,54	73,79
2035	84,44	80,36	75,66
2036	86,47	82,31	77,66
2037	88,13	83,69	79,09
2038	89,76	85,41	80,86
2039	92,58	88,18	83,68
2040	95,55	91,00	86,55
2041	98,52	93,86	89,46
2042	101,34	96,70	92,35
2043	103,81	99,21	94,91
2044	106,28	101,64	97,39
2045	108,30	103,49	99,29
2046	110,26	105,40	101,25
2047	112,33	107,56	103,46
2048	114,25	109,70	105,65
2049	116,42	111,67	107,67
2050	118,69	113,67	109,72

Consideraciones generales:

- Los precios proyectados presentados corresponden al informativo S&P Global Platts.
- Precios 2024 - 2050: Proyección vigente desde el 27 de febrero de 2024 para todos crudos presentados.
- Los precios entregados están dados en Dólares por Barril (USD/BL).
- Los precios enviados son los de los MARCADORES y no incluyen diferenciales ni se consideran como precio final de importación/exportación.

Fuente: Annual Energy Outlook, EIA⁹ (cifras del crudo WTI).
Gerencia de Comercio Internacional

En el mediano y largo plazo, el precio del petróleo será impactado por el grado de adopción de las políticas públicas de transición energética.

3.1.2. Producción de Hidrocarburos

De acuerdo con la Información Estadística Mensual del Banco Central del Ecuador, durante el año 2022, la producción nacional de petróleo que corresponde a la suma de la producción de la Empresa Pública EP PETROECUADOR y de las compañías privadas llegó a un total de 175 millones de barriles, equivalente a un incremento del 1,71% con relación al año 2021, en consideración a que la empresa pública recuperó su nivel de producción, luego de que se suspendieron las actividades en un gran número de pozos debido al paro nacional del mes de junio; a diciembre 2023 la producción nacional de crudo alcanzó un valor de 173,47 millones de barriles.

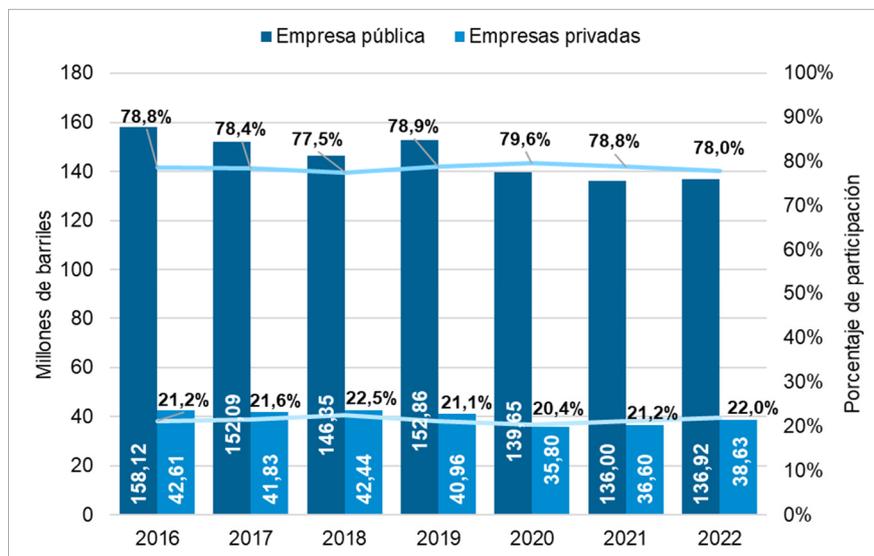
⁹<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=12EO2020&cases=ref2020~highmacro~lowmacro~highprice~lowprice&sourcekey=0>

Cuadro 5: Producción nacional de crudo por tipo de productor

Año	PRODUCCIÓN (MILES DE BARRILES)			PARTICIPACIÓN		VARIACIONES		
	Empresa pública	Empresas privadas	Nacional	Empresa pública	Empresas privadas	Empresa pública	Empresas privadas	Nacional
2016	158.118,37	42.611,13	200.729,50	78,77%	21,23%	-	-	-
2017	152.092,12	41.834,97	193.927,09	78,43%	21,57%	-3,81%	-1,82%	-3,39%
2018	146.353,38	42.439,11	188.792,49	77,52%	22,48%	-3,77%	1,44%	-2,65%
2019	152.858,04	40.958,05	193.816,08	78,87%	21,13%	4,44%	-3,49%	2,66%
2020	139.650,90	35.798,83	175.449,72	79,60%	20,40%	-8,64%	-12,60%	-9,48%
2021	135.999,00	36.600,00	172.599,00	78,79%	21,21%	-2,62%	2,24%	-1,62%
2022	136.919,00	38.627,00	175.546,00	78,00%	22,00%	0,68%	5,54%	1,71%
2023	141.137,00	32.338,00	173.475,00	81,36%	18,64%	3,08%	-16,28%	-1,18%

Fuente: Banco Central del Ecuador.¹⁰ – Data 2023 preliminar.

Gráfico 6: Evolución Producción nacional de crudo por tipo de productor



Fuente: Banco Central del Ecuador.

Al 2023 la producción nacional de crudo y gas alcanzó los 173 millones de barriles, con 1,18% por debajo de las cifras reportadas al año 2022, producto de los factores económico-políticos expuestos en los párrafos que anteceden.

La producción de petróleo crudo y gas natural, se ejecuta en el Litoral y Amazonía ecuatoriana, en la actualidad EP PETROECUADOR aporta con más del 80% de la producción petrolera ecuatoriana. En los últimos años los activos de mayor producción son Auca, Sacha y Shushufindi, y a partir del 2018 fue el activo ITT.

¹⁰<https://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/bolmensual/IEMensual.jsp>

Cuadro 6 : Histórico de producción anual en campo por activo

Histórico de Producción Anual por Activo [Mbpce]					
Activo	2019	2020	2021	2022	2023
Auca	28.597,55	27.408,33	26.589,12	26.987,58	26.953,68
ITT	26.415,35	20.997,16	19.162,80	18.473,63	19.880,18
Sacha	25.083,61	23.659,17	23.313,84	24.337,56	26.302,48
Shushufindi	23.016,85	22.120,58	22.279,64	22.812,97	22.082,02
Edén Yuturi (incluye Bloque 31)	13.709,05	11.113,44	11.300,96	12.154,35	12.017,26
Oso-Yuralpa	8.667,75	7.577,60	6.983,56	6.695,31	6.927,95
Cuyabeno	7.674,75	8.854,58	8.783,21	8.557,46	7.121,80
Indillana	6.857,72	5.844,64	5.753,43	5.505,30	5.150,37
Libertador	4.663,94	4.039,74	3.888,85	4.160,95	4.009,22
Lago Agrio	4.141,57	4.679,05	4.805,64	4.326,94	3.764,57
Palo Azul	4.014,21	3.352,28	3.125,12	2.891,42	3.112,97
Amistad (Pacoa)	15,68	5,73	12,77	15,04	11,13
Bloque 16 y 67	-	-	-	3,38	3.800,03
Producción Total Crudo	152.858,03	139.652,31	135.998,94	136.921,89	141.133,68
Gas Amistad (bep)	1.900,29	1.599,51	1.607,11	1.448,88	1.300,00
Gas Asociado (bep)	-	-	-	1.535,07	1.824,26
Crudo recuperado Amazonía Viva (bp)	3,77	0,61	3,05	4,12	4,59
Producción Total Gas (bep)	1.900,29	1.599,51	1.607,11	2.983,95	3.124,26
Producción total anual (bep)	154.762,09	141.252,42	137.609,10	139.909,96	144.262,53

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción - Gerencia de Desarrollo y Optimización

3.1.3. Transporte y comercialización de Crudo

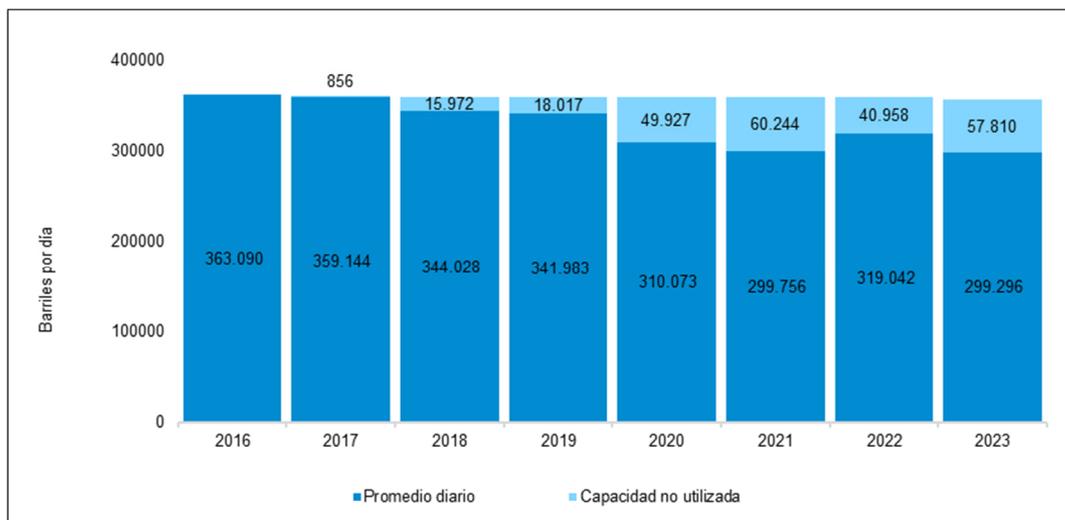
El transporte de crudo a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (en adelante, SOTE) ha tenido un comportamiento a la baja desde 2017, acentuado por los efectos de la pandemia COVID-19 y además de la rotura de este y del OCP en abril y junio del 2020.

En 2021 el SOTE sufrió roturas en los meses de marzo y diciembre, esta última obligando a la empresa a interrumpir las exportaciones de crudo debido a la erosión de los ríos en la Región Amazónica.

En junio de 2022 se realizaron movilizaciones a nivel nacional, teniendo como consecuencia la parada paulatina de extracción de crudo de los pozos en los diferentes campos, provocando un bajo stock y afectando el transporte de crudo por el SOTE.

En el periodo enero - diciembre 2023, el SOTE paralizó las operaciones como una medida preventiva ante los daños generados por la erosión regresiva del río Márker en la zona oriental, lo que limitó mantener la operatividad normal del SOTE.

Gráfico 7: Histórico de transporte de crudo por el SOTE

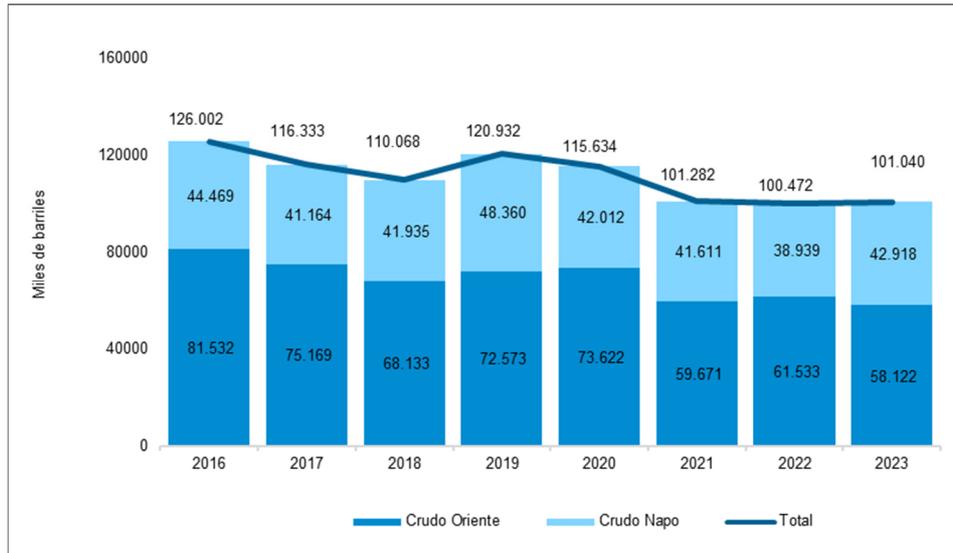


Fuente: Gerencia de Transporte

La EP PETROECUADOR es la representante del Estado en lo que se refiere a exportación de crudos ecuatorianos; para exportar se considera: crudo de regalías y margen de soberanía, saldo de la producción, luego de las entregas a refinerías y el consumo en estaciones; así como también, el remanente que servirá para el financiamiento de costos y gastos de transporte y comercialización externa de crudo, leyes e impuestos. El Ministerio de Energía y Minas establece mensualmente los cupos exportables de crudo Oriente y Napo.

En el periodo de enero a diciembre del año 2023 se realizó la exportación de 58,12 millones de barriles de crudo Oriente y 42,92 millones de barriles de crudo Napo, sumando un total de 101,04 millones de barriles.

Gráfico 8: Histórico de exportación de crudo



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

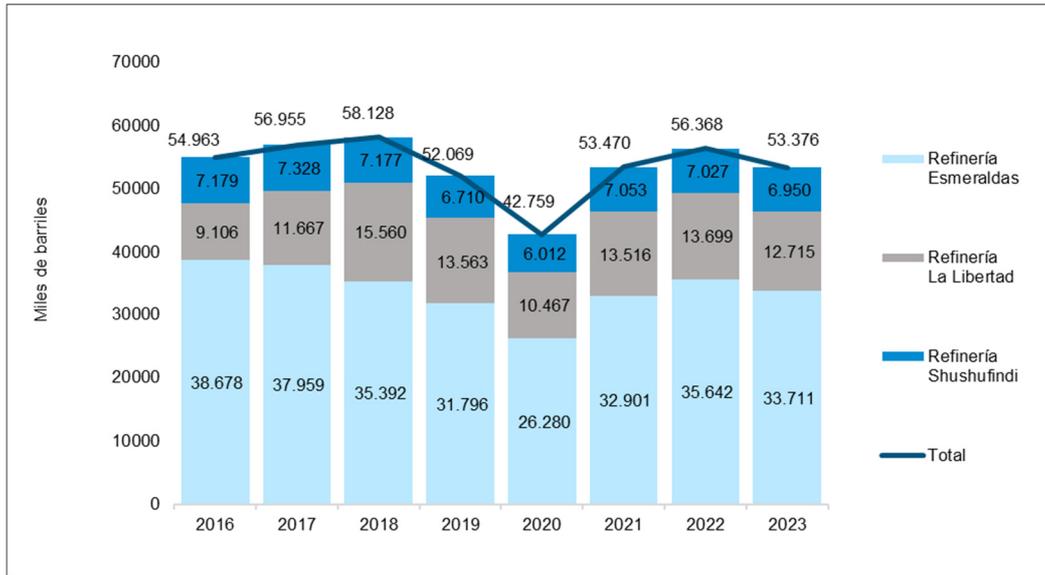
3.1.4. Refinación, transporte y comercialización de derivados

La EP PETROECUADOR es la encargada de la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización interna y externa de derivados, y tiene el propósito de cumplir con el abastecimiento seguro y confiable de combustibles a nivel nacional, y responder a las metas y expectativas de la sociedad para la construcción y aporte al desarrollo sostenible del Ecuador.

En las refinerías se procesan crudo doméstico con ventajas económicas asociadas al costo de oportunidad y la integración física y la desventaja de que el crudo que se produce actualmente en los campos ecuatorianos difiere de la calidad de diseño de las refinerías, impactando en la competitividad e integridad del sistema.

El Crudo Oriente es transportado a través de la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico (RODA) desde los campos de producción de la Amazonía ecuatoriana, tanto de EP PETROECUADOR como de las Compañías Privadas, hasta Estación Lago Agrio No.1 del SOTE, donde se realiza la segregación en función del API de cada crudo, para la preparación de las cargas a las Refinerías Esmeraldas y La Libertad, respectivamente, considerando las condiciones técnicas operativas y de calidad (API) requeridas para la normal operación en cada una de ellas.

Gráfico 9: Histórico de cargas de crudo en refinерías

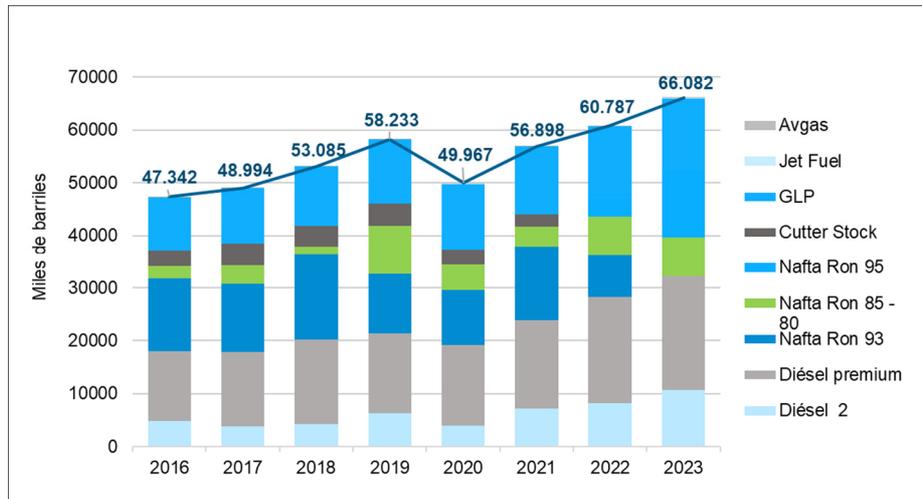


Fuente: Gerencia de Refinación

La producción nacional de derivados está compuesta por la producción de derivados terminados en refinерías, mezclas en terminales, además de las importaciones de naftas y diésel 2 que ingresan como materia prima, para obtener gasolinas y Fuel Oil, respectivamente, conforme la demanda requerida.

Adicionalmente, aportando al cambio de la matriz energética y con el fin de proteger el medio ambiente, la EP PETROECUADOR produce la gasolina Ecopaís (biocombustible compuesto de gasolina base y bioetanol, proveniente de la caña de azúcar); y se distribuye en las Terminales de Pascuales, La Toma (Loja), Barbasquillo (Manta), y desde 2017 en las terminales La Troncal y Chaullabamba (Cuenca).

Gráfico 10: Histórico producción nacional de derivados

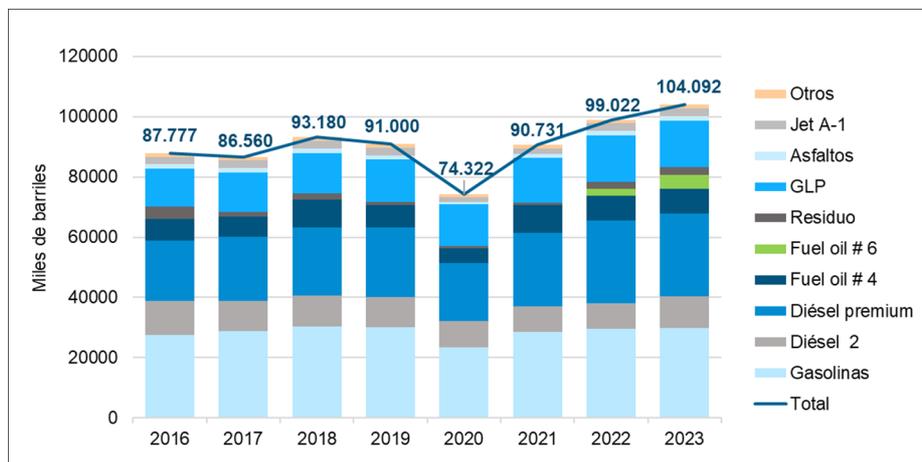


Fuente: Gerencia de Refinación

El abastecimiento de combustibles se realiza en forma oportuna, con garantía y calidad, con procesos altamente tecnificados y certificados, a fin de satisfacer la demanda nacional.

Para el año 2024 se espera despachar 112,24 millones de barriles de derivados, mayor en 7,8% en comparación con el año 2023.

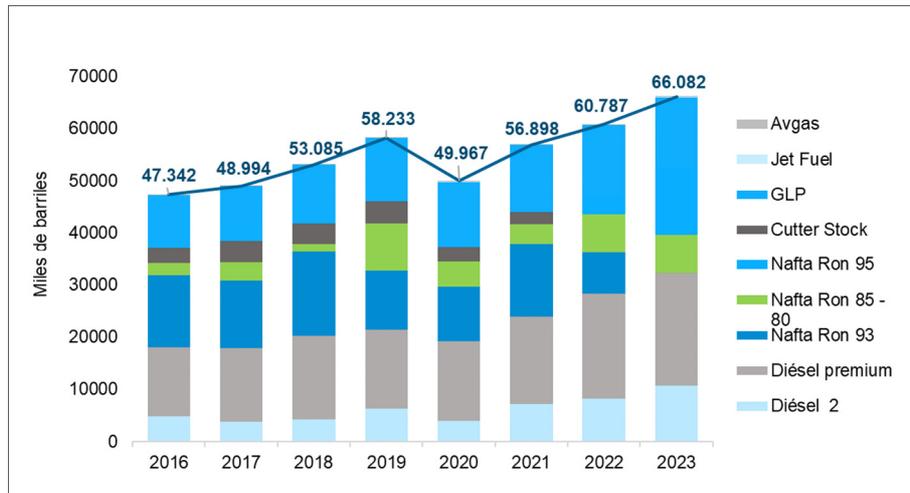
Gráfico 11: Histórico demanda de derivados



Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

La comercialización de derivados tiene como objetivo gestionar las importaciones de los derivados deficitarios a fin de abastecer la demanda nacional. En el año 2024 se importará un total de 68,68 millones de barriles de derivados.

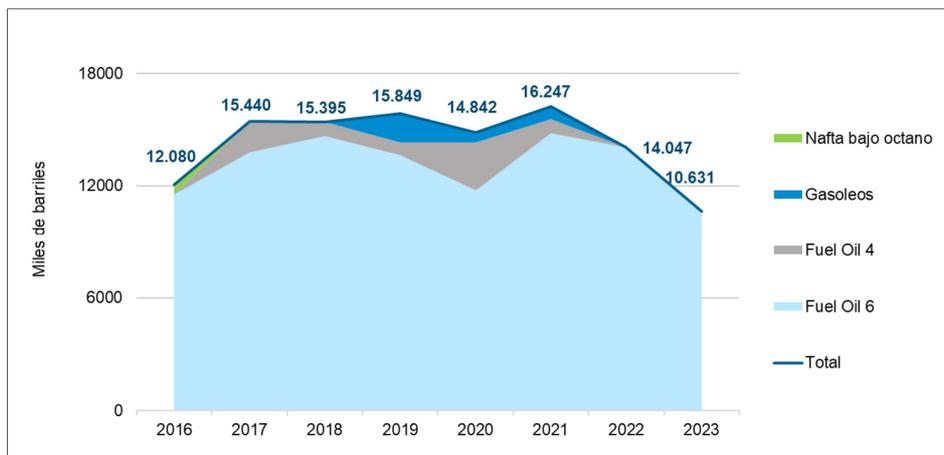
Gráfico 12: Histórico importaciones de derivados



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

El excedente de combustibles resultante de la diferencia entre la oferta y la demanda interna de derivados es exportado.

Gráfico 13: Histórico exportaciones de derivados



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

3.2. Clientes

Los clientes de la EP PETROECUADOR se encuentran en toda la cadena de valor hidrocarburífera; sin embargo, los ingresos provienen principalmente de las exportaciones de crudos y derivados ecuatorianos y en segundo lugar de la comercialización interna de derivados.

3.2.1. Comercialización Internacional

La EP PETROECUADOR, al momento cuenta con 52 empresas calificadas de 21 países entre los que destacan: Estados Unidos, Singapur, Suiza, Colombia y Japón.

Además, se encuentran calificadas 8 empresas navieras para el servicio de transporte marítimo.

A continuación, se presenta el listado de compañías navieras calificadas para el servicio de transporte marítimo de hidrocarburos:

Cuadro 7: Listado de compañías navieras calificadas para el transporte marítimo de hidrocarburos.

COMPAÑÍAS NAVIERAS	
No.	Compañías
1	ECUANAVE C.A.
2	MARZAM CIA. LTDA.
3	NEGOCIOS NAVIEROS Y DE TRANSPORTE TRANSNEG S.A
4	OCEANBAT S.A.
5	SERVICIOS NAVALES FLUVIMAR S.A.
6	SERVAMAIN S.A.
7	OPERADORA TURISTICA CARGO S.A. OPEANSA
8	TRANSPORTES NAVIEROS ECUATORIANOS - TRANSHAVE

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

3.2.2. Comercialización Nacional

El negocio de Comercialización Nacional incluye el abastecimiento y comercialización de derivados del petróleo en todos los segmentos del mercado de combustibles, a través de la comercialización en los centros de distribución (estaciones de servicio, depósitos de pesca artesanal, centros de acopio y de distribución de GLP) propios y afiliados; clientes finales; comercialización de lubricantes a los clientes internos y externos; y, la operación de recepción, almacenamiento y despacho en el aeropuerto internacional Eloy Alfaro de Manta.

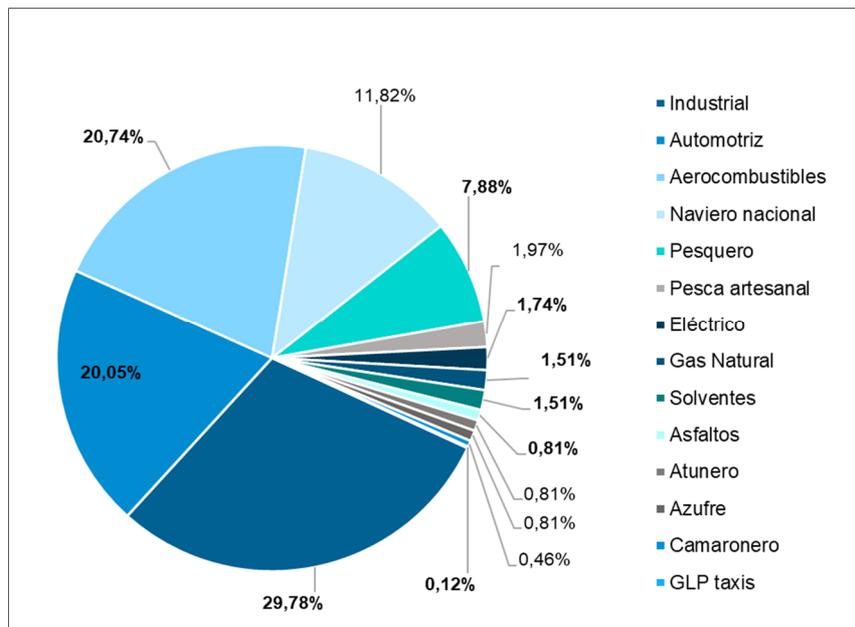
Respecto a la comercializadora de la EP PETROECUADOR, su cartera se compone de un total de 863 clientes, 29,78% en el segmento industrial, 20,05% en el automotriz, 20,74% en el aéreo, 7,88% en el pesquero, naviero 11,82% y 9,73% entre otros segmentos.

Cuadro 8: Listado de clientes operativos de la comercializadora

CLIENTES OPERATIVOS DE LA COMERCIALIZADORA 2023		
Segmento de mercado	Total	Participación [%]
Industrial	257	29,78%
Automotriz	173	20,05%
Aerocombustibles	179	20,74%
Naviero nacional	102	11,82%
Pesquero	68	7,88%
Pesca artesanal	17	1,97%
Eléctrico	15	1,74%
Gas Natural	13	1,51%
Solventes	13	1,51%
Asfaltos	7	0,81%
Atunero	7	0,81%
Azufre	7	0,81%
Camaronero	4	0,46%
GLP taxis	1	0,12%
Total	863	100,00%

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

Gráfico 14: Clientes operativos de la comercializadora 2023



Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional.

3.3. Competidores

Como referencia y acorde a las estadísticas publicadas en la biblioteca de la página WEB de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, en Ecuador existen 17 compañías privadas operando al 2023 mediante Contratos Modificatorios de Prestación de Servicios con un total de producción de petróleo de 32,34 millones de barriles a diciembre de 2023.

Cuadro 9: Producción petrolera privada 2023

PRODUCCIÓN PETROLERA PRIVADA 2023			
Empresa	Producción 2023		Participación [%]
	[bpd]	[MMbbls]	
ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD (Tarapoa-Bloque 62)	24.436	8,92	27,6%
ENAP SIPETROL S.A. (MDC-Bloque 46)	17.790	6,49	20,1%
PLUSPETROL ECUADOR B.V. (AGIP OIL-Bloque 10)	9.226	3,37	10,4%
PETROORIENTAL S.A. (Hormiguero-Bloque 17)	6.625	2,42	7,5%
ENAP SIPETROL S.A. (Paraíso, Biguno, Huachito, Inchi-Bloque 47)	6.265	2,29	7,1%
PETROORIENTAL S.A. (Nantu-Bloque 14)	4.070	1,49	4,6%
CONSORCIO PETROSUD PETRORIVA (Pindo-Bloque 65)	2.032	0,74	2,3%
PCR-ECUADOR S.A. (Bloque 65-Pindo)	2.733	1,00	3,1%
GENTE OIL ECUADOR PTE.LTD (Singue - Bloque 53)	2.907	1,06	3,3%
ORIONOIL ER S.A (Eno Ron-Bloque 54)	2.824	1,03	3,2%
CONSORCIO PETROLERO PALANDA -YUCA SUR (Bloque 64)	978	0,36	1,1%
PCR-ECUADOR S.A. (Bloque 64-Palnda - Yuca Sur)	1.377	0,50	1,6%
CONSORCIO GEOPARK - FRONTERA (Bloque Perico - Bloque Espejo)	1.859	0,68	2,1%
PETROBELL INC. (Tiguino-Bloque 66)	2.148	0,78	2,4%
ORION ENERGY OCANOPB S.A. (Ocano, Peña Blanca-Bloque 52)	1.403	0,51	1,6%
PACIFPETROL (Gustavo Galindo-Bloque 2)	866	0,32	1,0%
GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LLC (Charapa, Chanangue - Bloque 50 y 51)	1.057	0,39	1,2%
TOTAL	88.596	32,34	100,0%

Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

De acuerdo al artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos, son contratos de prestación de servicios para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, aquellos que se obligan a realizar con el Ministerio de Energía y Minas, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y/o explotación hidrocarburífera, en las áreas señaladas para el

efecto, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados. La contratista opera bajo el pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado en un punto de fiscalización. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto de la contratista, se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

Por otra parte, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables promovió entre 2018 y 2019 la XII Ronda Petrolera Intracampos en el que se promovió el Modelo de Contrato por Participación, el cual se ampara y se regula en el Decreto No 449 del 2018, este contrato se caracteriza porque la producción es compartida y el Estado permite a las compañías comercializar su propio petróleo.

En el año 2022, el Decreto 449 quedó derogado mediante Decreto Ejecutivo No. 342 del 15 de febrero de 2022, el cual estableció expedir el *“REGLAMENTO DE APLICACIÓN DE LA LEY DE HIDROCARBUROS”*.

Referente a la línea de negocio de transporte y comercialización de crudo, al ser la empresa en Ecuador que puede comprar y vender crudo, no tiene competidores directos en el país. Cabe recalcar que el crudo Oriente y Napo, solo lo tiene Ecuador.

En las áreas de refinación, transporte y abastecimiento de derivados, la EP PETROECUADOR entrega oportunamente a las comercializadoras los productos y servicios con alta calidad, eficiencia y que sean ambientalmente seguros. Cabe destacar que luego de la aprobación del Decreto Ejecutivo No. 1158, emitido en septiembre de 2020, se habilitó a empresas privadas a importar productos derivados a Ecuador y utilizar la infraestructura de la EP PETROECUADOR para el abastecimiento de estaciones de servicio.

Dentro del negocio como comercializadora de la EP PETROECUADOR, se presentan los siguientes competidores:

Cuadro 10: Listado de Comercializadoras calificadas y autorizadas a Diciembre del año 2023

COMPAÑÍAS CALIFICADAS PARA LA COMPRA - VENTA DE HIDROCARBUROS.		COMPAÑÍAS CALIFICADAS PARA LA COMPRA - VENTA DE HIDROCARBUROS.		COMPAÑÍAS CALIFICADAS PARA LA COMPRA - VENTA DE HIDROCARBUROS.	
Segmento	Comercializadora	Segmento	Comercializadora	Segmento	Comercializadora
Asfaltos	CLYAN SERVICES WORLD S.A.INDUSTRIALCLYAN	Camaronero	CORPETROLSA S.A.	Industrial	COMBUSTIBLES PACIFICO OILPAC
Asfaltos	COMERC. DERIV. COMB. PETROANDES	Camaronero	DERIESEL S.A.	Industrial	BIOCOMBUS S.A.
Asfaltos	CORPETROLSA S.A (ESPECIALES)	Camaronero	DISAGROCOMBE S.A.	Industrial	GHERBERT S.A.
Asfaltos	ECOILSA S.A.	Camaronero	DISTRISL DISTRB.DE DIESEL S.A	Industrial	CORPALUBRI S.A.
Asfaltos	EP PETROECUADOR	Camaronero	EP PETROECUADOR	Naviero Internacional	AGNAMAR S.A.
Asfaltos	EXPODELTA S.A.	Camaronero	LUTEXSA IND. COMERC. CIA. LDTA	Naviero Internacional	CORPETROLSA S.A. (ESPECIALES)
Asfaltos	OSP COMERCIALIZADORA CIA. LTDA	Camaronero	OCEANOIL S.A	Naviero Internacional	MARZAM ESPECIALES
Asfaltos	PDV ECUADOR S.A	Camaronero	PARCESHI S.A.	Naviero Internacional	EP PETROECUADOR
Asfaltos	PETROALPINA S.A.	Camaronero	PETROLEOS Y SERVICIOS PYS C.A.	Naviero Internacional	OCEANBAT S.A (ESPECIALES)
Atunero	CORPETROLSA S.A (ESPECIALES)	Camaronero	PETROLRIOS	Naviero Internacional	OCEANBAT CIA. LTDA.
Atunero	EP PETROECUADOR	Camaronero	PRIMAX COMERCIAL DEL ECUADOR	Naviero Nacional	AGNAMAR S.A
Atunero	MARZAM ESPECIALES	Camaronero	SWISSOIL DEL ECUADOR SA SWISSO	Naviero Nacional	CORPETROLSA S.A (ESPECIALES)
Atunero	OCEAN OIL S. A.	Camaronero	SERCOMPETROL S.A.	Naviero Nacional	EP PETROECUADOR
Atunero	PARCESHI S.A. (ESPECIALES)	Camaronero	TERPEL-COMERCIAL ECUADOR CIA L	Naviero Nacional	MARZAM ESPECIALES
Atunero	PETROCEANO S.A.	Camaronero	VEPAMIL S.A.	Naviero Nacional	OCEANBAT S.A (ESPECIALES)
Atunero	VEPAMIL S.A-ESPECIALES	Industrial	CLYAN SERVICES WORLD S.A	Naviero Nacional	PARCESHI S.A (ESPECIALES)
Automotriz	CLYAN SERVICES WORLD S.A.INDUSTRIALCLYAN	Industrial	COMBUSPETROL	Naviero Nacional	VEPAMIL S.A-ESPECIALES
Automotriz	COPEDESA	Industrial	COMERC.INDUSTRIAL FRAGONERI SA	Naviero Nacional	ECOILSA
Automotriz	COMDECSA COMB. DEL ECUADOR	Industrial	CORPETROLSA S.A.	Naviero Nacional	PRIMAX COMERCIAL DEL ECUADOR
Automotriz	EP PETROECUADOR	Industrial	DERIESEL	Naviero Nacional	DISTRISL DISTRB.DE DIESEL S.A
Automotriz	GASPETROLIUM S.A.	Industrial	DISAGROCOMBE S.A.	Naviero Nacional	PETROCEANO S.A.
Automotriz	LISRONI S.A.	Industrial	DISTRISL DISTRB.DE DIESEL S.A	Naviero Nacional	OCEAN OIL S. A.
Automotriz	ENERGYGAS S.A.	Industrial	EP PETROECUADOR	Naviero Nacional	ABAKUA S.A.
Automotriz	MASGAS S.A.	Industrial	PETROCEANO S.A.	Pesca - Artesanal	FENAPET
Automotriz	PDV ECUADOR S.A.	Industrial	MARZAM	Pesca - Artesanal	EP PETROECUADOR
Automotriz	ENERGYLIDER S.A.	Industrial	OCEAN OIL S. A.	Pesquero	CORPETROSOL S.A (ESPECIALES)
Automotriz	PETROLEOS Y SERVICIOS PYS C.A.	Industrial	PARCESHI	Pesquero	DISTRISL, DIST. DIESEL (ESPECIAL)
Automotriz	PETROLRIOS	Industrial	PETROLEOS Y SERVICIOS PYS C.A.	Pesquero	EP PETROECUADOR
Automotriz	PETROWORLD S.A.	Industrial	PETROLRIOS	Pesquero	MARZAM CIA. LTDA. (ESPECIALES)
Automotriz	PRIMAX COMERCIAL DEL ECUADOR	Industrial	PRIMAX COMERCIAL DEL ECUADOR	Pesquero	OCEANOIL
Automotriz	SERVIOIL CIA. LTDA.	Industrial	SERCOMPETROL S.A.	Pesquero	PARCESHI S.A (ESPECIALES)
Automotriz	TERPEL-COMERCIAL ECUADOR CIA L	Industrial	SERV. ECUAT. DE ENERGIA SECSA CI	Pesquero	PETROCEANO S.A
Automotriz	GOLD COMBUSTIBLES	Industrial	SWISSOIL DEL ECUADOR SA SWISSO	Pesquero	PRIMAX COMERCIAL DEL ECUADOR
Automotriz	PETROMAR	Industrial	TERPEL-COMERCIAL ECUADOR CIA L	Pesquero	VEPAMIL S.A-ESPECIALES
Camaronero	COMBUSTIBLES PACIFICO OILPAC	Industrial	VEPAMIL S.A.	Solventes	CORPETROLSA S.A
Camaronero	COMERC.INDUSTRIAL FRAGONERI SA	Industrial	CODEITROL	Solventes	EP PETROECUADOR

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

En el segmento de Lubricantes, existen 69 marcas de aceites lubricantes registradas en la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), las mismas que compiten a nivel nacional en el segmento automotriz, de éstas aproximadamente el 61% son de producción nacional y las importadas representan el 39%.

EP PETROECUADOR, también comercializa grasas y aceites lubricantes con marca propia “Petrocomercial”, de acuerdo con la APEL (Asociación Ecuatoriana de Lubricantes) se encuentra en el séptimo lugar, de un total de 85 marcas que se distribuyen en el país. En el año 2023 la comercialización de lubricantes marca Petrocomercial, generó ingresos por un valor de \$8.060.737,34.

En el segmento aéreo, desde el mes de junio de 2023, se reinició el despacho de combustibles aéreo JET A1 a las aeronaves de pasajeros, carga y aviación menor en el aeropuerto internacional Eloy Alfaro de Manta con la infraestructura de recepción, almacenamiento y despacho de combustible que fueron dadas en comodato por la Fuerza Aérea Ecuatoriana y la Dirección General de Aviación Civil con una duración de 4 años.

Los volúmenes despachados durante el período junio a diciembre 2023 fueron 738.170 galones de jet A1.

La comercializadora de G.L.P. EP PETROECUADOR tuvo una participación en el año 2023 del 1,3% siendo los principales competidores en la zona de influencia las empresas Duragas, ENI Ecuador y Congas.

4.1.1. Matriz ventaja competitiva

La ventaja competitiva se realiza desde la perspectiva de la única línea de negocio “Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados”.

Tomando en cuenta que una ventaja competitiva se define como una característica que tiene una compañía respecto a otras competidoras y permite atraer más demanda, en este caso existe una apertura por atraer inversión privada a su propio riesgo.

Las empresas que participan por Contratos Modificatorios de Prestación de Servicios gestionan:

- Cubrir la inversión en una primera etapa del proyecto proveyendo un servicio.
- Realizar esta inversión a su propio riesgo.
- Implementar consigo la tecnología y la curva de aprendizaje.
- Pagar una tarifa por el barril producido a lo largo de la vida del contrato.

En el caso de las nuevas empresas mediante un Contrato de Participación que están interesadas al país ofrecerían las siguientes ventajas:

- Asumir todo el riesgo de la inversión y del gasto operativo.
- Asumir tanto los costos de transporte como los de comercialización.
- Se someten a demás regímenes legales y tributarios como el pago de Impuesto por Ganancias Extraordinarias, Ley CTEA y 40, participación laboral, Impuesto a la Renta, Margen Soberano y Repatriación, entre otros.

Cuadro 11: Matriz de ventaja competitiva

MATRIZ DE VENTAJA COMPETITIVA						
Factores clave de éxito	Peso [%]	Puntaje total	Empresa pública		Empresa privada	
			Calificación	Puntaje	Calificación	Puntaje
Producto	30%	5	5	30%	4	24%
Precio	20%	5	1	4%	3	12%
Plaza	6%	5	5	6%	3	4%
Marca	8%	5	5	8%	5	8%
Tecnología	20%	5	5	20%	5	20%
Calidad	10%	5	5	10%	3	6%
Innovación	6%	5	4	5%	4	5%
TOTAL	100%			83%		79%
Calificación		5	4	3	2	1
Definición		Fortaleza única y valiosa	Fortaleza sólida	Fortaleza en proceso	Debilidad subsanable	Debilidad grave

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

- **Producto:** EP PETROECUADOR es una empresa estatal y representante de la propiedad del petróleo en Ecuador, tiene como fin desarrollar actividades estratégicas de exploración, producción, transporte, refinación y comercialización interna y externa de petróleo y sus derivados. Esto es una ventaja competitiva sobre las empresas privadas que deben pasar por un proceso de selección y contratación.
- **Precio:** EP PETROECUADOR realiza la venta de su producción según los contratos petroleros y ventas SPOT. Las empresas privadas reciben una tarifa, por un servicio entregado o precio por barril producido, acorde a los contratos de prestación de servicio o participación.
- **Plaza:** EP PETROECUADOR usa mayoritariamente el SOTE que es una infraestructura del Estado que no implica un costo. Por otra parte, la empresa privada asume su propio costo de transporte.
- **Marca:** EP PETROECUADOR tiene una marca corporativa como empresa pública y tiene una marca comercial dentro del mercado de venta de combustibles.
- **Tecnología e Innovación:** El proceso actual garantiza la producción de crudo en empresas privadas y públicas. Se debe trabajar en exploración para la incorporación de reservas.
- **Calidad:** La producción de las empresas privadas se caracteriza por un crudo pesado mientras EP PETROECUADOR produce un crudo más liviano.

A continuación, debido a que el segmento automotriz tiene mayor participación de mercado nacional, se presenta el siguiente análisis de ventaja competitiva:

Cuadro 12: Matriz de ventaja Competitiva EP PETROECUADOR vs. Competencia

MATRIZ DE VENTAJA COMPETITIVA EP PETROECUADOR VS. COMPETENCIA					
Factores clave de éxito	Peso [%]	EPP	PRIMAX	P&S	TERPEL
		Calificación	Calificación	Calificación	Calificación
Calidad y Cantidad	15%	5	4	4	4
Precio	15%	5	4	4	2
Plaza	18%	3	5	4	4
Marca	45%	5	5	3	3
Promoción y Publicidad	7%	3	4	2	3
Puntaje total	100%	21	22	17	16
CALIFICACIÓN	5	4	3	2	1
Definición	Fortaleza única y valiosa	Fortaleza sólida	Fortaleza en proceso	Debilidad subsanable	Debilidad grave

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

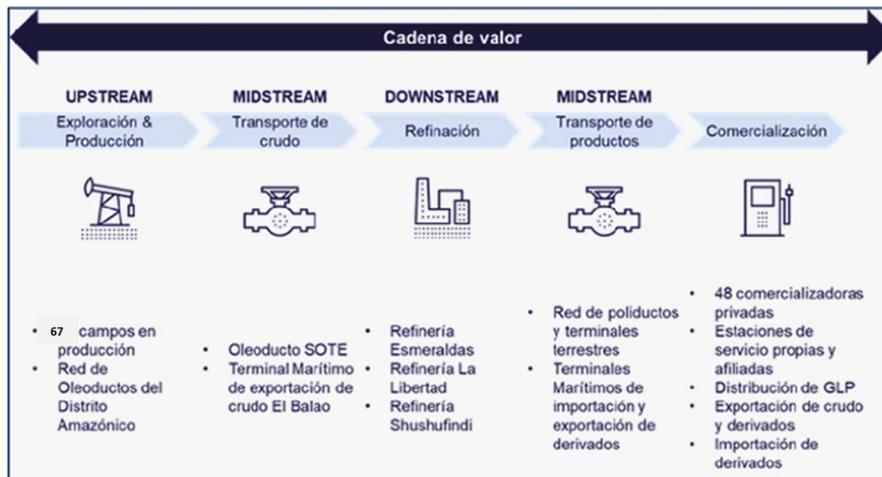
Como se puede observar en el cuadro anterior, la Comercializadora EP PETROECUADOR, en el segmento automotriz tiene la segunda mejor calificación frente a las marcas de la competencia en el mismo segmento, basados en sus fortalezas que son determinantes en el momento de tomar la decisión de compra, peso de la marca, percepción del cliente y nivel de recordación, de acuerdo con factores como son: marca, plaza, precio, calidad y cantidad, que son factores que componen la ventaja competitiva de la marca.

Cabe indicar que la Comercializadora EP PETROECUADOR, actualmente mantiene el tercer lugar de participación de mercado en el segmento automotriz en la comercialización de combustibles líquidos, pese a varias limitantes como legislación, presupuesto, regulación de mercado, factores que influyen en la adhesión de más centros de distribución que quieran ser parte de la misma.

4.1.2. Benchmarking

La EP PETROECUADOR gestiona las actividades de: Exploración y Producción, Transporte, Refinación y Comercialización Nacional e Internacional, es decir, gestiona toda la cadena de valor de hidrocarburos.

Gráfico 15: Gestión de la Cadena de Valor



Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Factores que incentivan la inversión petrolera en un país:

- Marco regulatorio y certeza jurídica. - regulación jurídica es producto de una definición previa de políticas públicas que suponen, para su consagración legal, una fuerza política que abarca desde la modificación constitucional hasta la más pequeña regulación administrativa.
- Materialidad de las áreas a explorar o producir - potencial petrolero.
- Portafolio de proyectos basado en la rentabilidad y riesgo.
- Promoción de las inversiones de manera estratégica.
- Facilidades para generar permisos para toda la cadena de valor.
- Facilidades para hacer negocios (conformación de empresa, permisos de construcción, licencias de funcionamiento, entre otros).
- Esquema fiscal atractivo.
- Reglas de contenido nacional acordes a las capacidades del país.
- Niveles de corrupción.
- Riesgo país.

Cuadro 13: Matriz de benchmarking Comercializadora EP PETROECUADOR

MATRIZ DE BENCHMARKING					
Mejora a implementar	Beneficio a obtener	Inversión [Miles de USD]	Plazo	Unidad responsable	Observación
Operativo					
Reposicionamiento y difusión de las marcas EP PETROECUADOR en los diferentes segmentos de consumo a través de una campaña de marketing integral, dotación de uniformes y material promocional.	Ser la primera opción de compra en el consumidor final y contar con una recordación de marca óptima y permanente	1.437	10 meses	Subgerencia de Mercadeo/ Servicio al Cliente	
Mejora de la imagen corporativa en centros de distribución	Cumplir con los estándares de calidad de la marca	946	6 meses	Subgerencia de Mercadeo/ Servicio al Cliente	
Inspecciones para el control de imagen, calidad, cantidad de inventarios a los centros de distribución propios y afiliados de la red de EP PETROECUADOR	Cumplir con las normas de los entes de control	780	24 meses	Subgerencia de Mercadeo/ Servicio al Cliente	
Mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos e instalaciones operativas de los centros de distribución propios.	Cumplir con las normas de los entes de control y mantener el tiempo de vida útil de las instalaciones	1.500	12 meses	Subg. de Ventas Minoristas Jef. de Mantenimiento de Estaciones de Servicio	La contratación corresponde al mantenimiento áreas operativas de propiedad de EP PETROECUADOR de la zona sur
		3.500	12 meses	Subg. de Ventas Minoristas Jef. de Mantenimiento de Estaciones de Servicio	La contratación corresponde al mantenimiento áreas operativas de propiedad de EP PETROECUADOR de la zona norte
		665	6 meses	Subg. de Ventas Minoristas Jef. de Mantenimiento de Estaciones de Servicio	Contratación para trabajos de obra civil para reparar, reconstruir, impermeabilizar, reforzar estructuras de los cubetos de los tanques de centros de distribución propios.

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

PLANIFICACIÓN COMERCIAL, OPERATIVA, FINANCIERA, DE EXPANSIÓN Y DE INVERSIÓN

4. PLANIFICACIÓN COMERCIAL

A continuación, se presenta la planificación comercial de la comercializadora EP PETROECUADOR a través de sus objetivos empresariales y metas.

Objetivo Empresarial - Perspectiva Comercial

EP PETROECUADOR posee tres objetivos de índole comercial:

- Mantener la sostenibilidad financiera
- Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos
- Incrementar las actividades de comercio internacional

Para mantener la sostenibilidad financiera deberá optimizar los costos e incrementar los ingresos, y eso se logrará implementando más estrategias con perspectivas de negocio hacia los clientes, los procesos y, la innovación y desarrollo del personal.

Así también para mantener el abastecimiento, se requiere de la materia prima y del funcionamiento adecuado de las instalaciones de transporte y refinación, por lo que es necesaria la incorporación de reservas, la optimización de la producción y la generación de derivados, utilizando las mejores prácticas, procurando la seguridad, la protección ambiental y el cuidado a la sociedad.

Además, se espera alcanzar los niveles de eficiencia en la gestión de importaciones de derivados y en las exportaciones de crudo y derivados, así como incrementar la participación del mercado de la Comercializadora EP PETROECUADOR mediante la captación de clientes en los distintos segmentos de consumo, fortaleciendo la atención del cliente y fidelización de la marca.

Marketing Mix

En cuanto a los recursos se presenta una única línea de negocios, la cual engloba todas las actividades de una empresa petrolera integral: exploración, producción, transporte de hidrocarburos, así como la refinación y comercialización del crudo y derivados.

Cuadro 14: Matriz por segmento.

LÍNEA DE NEGOCIO					
Línea de negocio	Segmento	Estrategia producto/servicio	Estrategia precio	Estrategia plaza	Estrategia promoción
Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados.	Exploración y producción	Crudo y gas	Precio de acuerdo al tipo de producto que se comercialice	Exportación	NA
	Transporte y comercialización de crudo	Crudo y gas			
	Refinación, transporte y comercialización interna de derivados	Derivados			
	Refinación, transporte y comercialización externa de derivados				

Fuente: Subgerencia de Planificación y control de Gestión

Estrategias Marketing Mix

A continuación, se detalla las estrategias el marketing mix de la Comercializadora EP PETROECUADOR:

Producto

- Incursionar en nuevas líneas de negocio en las estaciones de propiedad de la EP PETROECUADOR; tales como: arrendamiento de locales comerciales con marca propia.

Precio

- Analizar y revisar la distribución porcentual de los márgenes de comercialización de los derivados de los hidrocarburos en forma periódica, a fin de mantener la competitividad en el mercado.
- Analizar y revisar los márgenes de comercialización de lubricantes de la marca Petrocomercial para clientes internos y externos, a fin de mantener la competitividad en el mercado.

Plaza

- Afiliación de nuevos distribuidores y clientes a la Comercializadora EP PETROECUADOR en los diferentes segmentos de mercado.
- Mantener la participación de mercado de la Comercializadora EP PETROECUADOR.
- Mejorar la imagen de los centros de distribución afiliados a la Comercializadora EP PETROECUADOR en sus diferentes segmentos.
- Implementar depósitos de distribución de combustibles para el segmento industrial.

Promoción

- Fortalecimiento de la marca de la Comercializadora EP PETROECUADOR a través de difusión, promoción utilizando herramientas de publicidad en los diferentes segmentos de mercado, mediante campañas de marketing.

Otras estrategias para la comercializadora EP PETROECUADOR

- Analizar e incrementar los beneficios corporativos, tales como uniformes, material promocional, brandeo.
- Mejorar de la exposición de precios de venta al público, a través de la entrega de tótems electrónicos.

A continuación, se detalla las estrategias del marketing mix de comercio internacional de crudo y derivados:

Producto:

La Gerencia de Comercio Internacional importa y exporta los siguientes productos.

Cuadro 15: Importación y exportación de productos.

IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE PRODUCTOS	
Actividad	Productos
Exportación	Crudo Napo
	Crudo Oriente
	Fuel oil No. 6
Importación	Diésel Oil
	Diésel premium
	Nafta RON 80
	Nafta Bajo Octano RON 95
	Gasolina de Aviación (AVGAS)
	Jet A1
	Propano y Butano (GLP)

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional.

Precio

La EP PETROECUADOR para el cálculo de precios de importaciones y exportaciones de crudos Oriente y Napo y sus derivados, utiliza como referencia en sus fórmulas los precios marcadores internacionales publicados por informativos especializados como son ARGUS y PLATTS.

Los precios promedios que ha tenido el crudo Oriente y Napo durante el año 2023 fueron:

Cuadro 16: Precio promedio exportación.

Producto	Volumen [MMbbls]	USD por barril
Crudo Oriente	58,12	71,12
Crudo Napo	42,91	64,32

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional.

Adicionalmente, la EP PETROECUADOR, una vez cumplidos sus compromisos contractuales de largo plazo, en el periodo del año 2023, comercializó los saldos exportables de crudos en el mercado internacional, de acuerdo al siguiente detalle:

Cuadro 17: Comercialización Mercado SPOT

Producto	Volumen [MMbbls]	Facturado [MM USD]	USD por barril
Crudo Oriente	31,06	2.239,62	72,1
Crudo Napo	18,80	1.283,80	68,28
TOTAL		3.523,42	

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional.

Para el año 2024, en consideración a lo dispuesto en la resolución No. DIR-EPP-01-2012-01-16, en la cual establece que mínimo el 10% del saldo exportable anual de crudo, deberá ser comercializado a través de ventas internacionales; lo que equivale a un volumen de alrededor de 9,55 millones de barriles de crudos Oriente y Napo, conforme a Actualización de las Estimaciones de Hidrocarburos 2023-2026.

Plaza

La Gerencia de Comercio Internacional, continuamente busca ampliar su portafolio de clientes y proveedores, con la finalidad de incrementar la participación en los distintos concursos internacionales de ofertas para la compra venta de hidrocarburos, con acciones tales como: reuniones con empresas refinadoras de renombre internacional, reformas en los términos y condiciones de concursos, entre otras acciones comerciales.

Los principales destinos para las exportaciones que realizó EP PETROECUADOR durante el periodo de enero a diciembre del año 2023, para crudo Oriente y Napo fueron los siguientes:

Cuadro 18: Principales destinos de exportaciones que realizó EP PETROECUADOR.

Destinos	No. CARGAMENTOS		
	Crudo Oriente	Crudo Napo	No. Cargamentos
Panamá	66	81	147
U.S.A.	62	18	80
Chile	18	5	23
Perú	6	15	21
Far East	0	4	4
Canada	0	2	2
TOTAL	152	125	277

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional.

Cuadro 19: Matriz de margen de contribución neto por segmento.

MARGEN DE CONTRIBUCIÓN POR LÍNEA DE NEGOCIO													
Mes de Reporte	Línea de negocio	Segmentación	Nombre del producto o servicio	Código del producto o servicio (Proporcionado y validado por EMCO)	Ventas Proyectadas [Millones de USD]	Proyección de unidades vendidas [Millones de unidades]	Unidad de medida	Costo operativo total [Millones de USD]	Costo unitario [USD / unidad]	Precio unitario de venta [USD / unidad]	Margen total [Millones de USD]	Margen unitario [USD / unidad]	
ene-dic 2024	Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados.	Transporte y comercialización de crudo	Crudo Oriente	PET001	4.102,17	61,49	Barriles	1.614,36	26,25	66,71	2.487,81	40,46	
			Crudo Napo	PET002	2.350,63	35,24	Barriles	925,06	26,25	66,71	1.425,57	40,46	
		Refinación, transporte y comercialización interna de derivados	Gasolina súper Premium 95	PET003	127,45	0,99	Barriles	114,85	115,65	128,34	12,60	12,69	
			Gasolina extra	PET004	1.197,33	14,34	Barriles	1.082,84	75,54	83,52	114,49	7,99	
			Gasolina ecopaís (etanol)	PET005	1.286,32	15,40	Barriles	1.616,12	104,97	83,55	-329,80	-21,42	
			Diésel 1	PET006	0,75	0,01	Barriles	0,22	35,33	117,85	0,52	82,51	
			Diésel 2	PET007	1.187,30	12,67	Barriles	1.095,12	86,42	93,70	92,18	7,27	
			Diésel Premium	PET008	1.835,28	29,04	Barriles	2.750,52	94,70	63,19	-915,24	-31,51	
			Fuel oil # 4 - Nacional	PET009	361,66	9,51	Barriles	178,87	18,82	38,05	182,79	19,23	
			Fuel Oil 6		258,03	4,56	Barriles	173,42	38,03	56,59	84,61	18,56	
			Asfalto	PET010	63,74	1,45	Barriles	27,34	18,79	43,81	36,40	25,02	
			Solventes	PET011	12,62	0,16	Barriles	5,07	32,37	80,62	7,55	48,25	
			Glp	PET013	191,81	16,07	Barriles	945,86	58,86	11,94	-754,06	-46,92	
			Jet a-1	PET014	309,79	2,72	Barriles	101,50	37,32	113,89	208,28	76,57	
			Avgas	PET015	5,87	0,04	Barriles	12,29	294,21	140,40	-6,43	-153,81	
			Pesca artesanal	PET016	33,73	1,07	Barriles	37,21	34,78	31,53	-3,48	-3,25	
			Residuo	PET017	94,53	4,22	Barriles	160,01	37,91	22,40	-65,48	-15,51	
			Absorver	PET018									
			Azufre	PET019	0,16	4,44	kg	0,46	0,10	0,04	-0,31	-0,07	
			Gas natural	PET020	25,41	6,62	Mmbtu	12,15	1,83	3,84	13,25	2,00	
			Gas natural licuado	PET021	35,23	5,26	Mmbtu	23,38	4,44	6,70	11,86	2,25	
			Lubricantes	PET022	18,36	1,55	Galones	17,52	11,28	11,82	0,84	0,54	
			Fuel oil # 6	PET023	477,13	7,60	Barriles	276,34	36,36	62,78	200,79	26,42	
			Refinación, transporte y comercialización externa de derivados	Fuel oil # 4 - Exportación	PET024								
				Gasóleo (VGO)	PET025								
TOTAL					13.975,28			11.170,51			2.804,77		

Así también, se precisa los siguientes aspectos del cuadro inmediato anterior:

- Los volúmenes considerados para la estimación de los Ingresos Operativos, corresponden a los Estimados Hidrocarburíferos 2024, remitidos por el MEM mediante Oficio Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024.
- Los precios de exportación de crudo fueron remitidos por el Ministerio de Economía y Finanzas con Oficio Nro. MEF-VGF-2023-0403-O de 04 de diciembre de 2023 y los precios de exportación de derivados corresponden a los enviados por el MEF mediante correo electrónico de 15/06/2023.
- Los precios venta interna de derivados corresponden al promedio ponderado de la ejecución real del período enero - diciembre de 2023.
- Costo de importación de derivados estimado mediante marcadores internacionales precio de crudo de 66,71 USD/BBL; WTI 75,58 USD/BBL
- Valores sujetos a cambios conforme la variación del precio internacional del crudo
- El costo incluye: materia prima, costo de refinación, costo de transporte y almacenamiento, comercialización y los incurridos en la importación de combustibles.
- La Ley de Hidrocarburos en su Art. 72, establece: “Los precios de venta al consumidor de los derivados de los hidrocarburos serán regulados de acuerdo con el Reglamento que para el efecto dictará el Presidente de la República”. Mediante Decreto Ejecutivo No. 338, publicado en el Registro Oficial No. 73 de 2 de agosto de 2005, se expidió el Reglamento Sustitutivo para la Regulación de los Precios de los Derivados de los Hidrocarburos. En el mencionado Decreto Ejecutivo, y sus posteriores reformas, se establece el precio, o en su defecto, la metodología de cálculo para la determinación de estos. La EP PETROECUADOR aplica y/o ejecuta lo dispuesto en la ley, siendo la fijación de precios una política de competencia exclusiva del Presidente de la Republica.

Se espera que el transporte y la comercialización de crudo sea el que mayor aporte genere en cuanto a resultados operativos con 3.913,38 millones de dólares, así como también ingresos operativos de 6.452,80 millones de dólares; respecto al segmento de refinación, transporte y comercialización interna de derivados el ingreso se estima en 7.045,35 millones de dólares; adicionalmente este segmento tiene resultados operativos negativos debido principalmente a los subsidios.

La proyección del costo por producto incluye: materia prima, costo de refinación, costo de transporte y almacenamiento, comercialización y la importación de combustibles. Los costos de refinación, transporte y almacenamiento, cabotajes y alijes y, comercialización por derivado de hidrocarburo; así como, el costo de materia prima (26,25 USD/BBL) se extraen del Sistema de Costos y Presupuestos de la EP PETROECUADOR.

Con respecto a la estimación del costo de importación de derivados se realiza en base a los marcadores internacionales y al precio de exportación de crudo de 66,71 USD/BBL; WTI 75,58 USD/BBL.

Cuadro 20: Proyección de Resultados Operativos por segmento.

RESULTADOS OPERATIVOS POR LÍNEA DE NEGOCIO 2024							
Línea de negocio	Segmento	Concepto	Millones USD				
			I Trimestre	II Trimestre	III Trimestre	VI Trimestre	TOTAL
Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados.	Exploración y producción	Ingresos Operativos	-	-	-	-	-
		Costos Operativos					
		Resultados Operativos	0	0	0	0	0
	Transporte y comercialización de crudo	Ingresos Operativos	1.585,35	1.585,08	1.778,84	1.503,54	6.452,80
		Costos Operativos	623,89	623,79	700,04	591,70	2.539,42
		Resultados Operativos	961,45	961,29	1.078,80	911,84	3.913,38
	Refinación, transporte y comercialización interna de derivados	Ingresos Operativos	1.729,50	1.677,74	1.756,54	1.881,57	7.045,35
		Costos Operativos	1.988,72	1.936,33	2.171,15	2.258,55	8.354,76
		Resultados Operativos	-259,22	-258,59	-414,60	-376,99	-1.309,41
	Refinación, transporte y comercialización externa de derivados	Ingresos Operativos	119,28	178,92	95,43	83,50	477,13
		Costos Operativos	69,05	103,57	55,95	47,77	276,34
		Resultados Operativos	50,24	75,35	39,47	35,73	200,79
	Totales	Ingresos Operativos	3.434,13	3.441,74	3.630,80	3.468,61	13.975,28
		Costos Operativos	2.681,66	2.663,69	2.927,14	2.898,02	11.170,51
		Resultados Operativos	752,47	778,05	703,67	570,58	2.804,77

Fuente: Subgerencia de Finanzas

Conviene señalar, que las proyecciones de resultados están sujetas a incertidumbres y riesgos, factores que pueden estar fuera de control de la EP PETROECUADOR, como, por ejemplo:

- Acontecimientos políticos y económicos globales, regionales y nacionales, que pudieran cambiar las condiciones de precios internacionales del petróleo y sus derivados.
- Limitaciones a recursos financieros.

- Efectos por competencias.
- Desarrollo de acontecimientos que afectan el sector energético.
- Desastres naturales, pandemias, bloqueos y accidentes.
- Desafíos de diversas características presentes en la ejecución de los proyectos.

5. PLANIFICACIÓN DE OPERACIONES

Objetivos Empresariales – Perspectiva de Operaciones

La EP PETROECUADOR en base al modelo de negocio, entorno de mercado interno y externo plantea 8 objetivos estratégicos alineados al Plan Estratégico Empresarial 2024-2025:

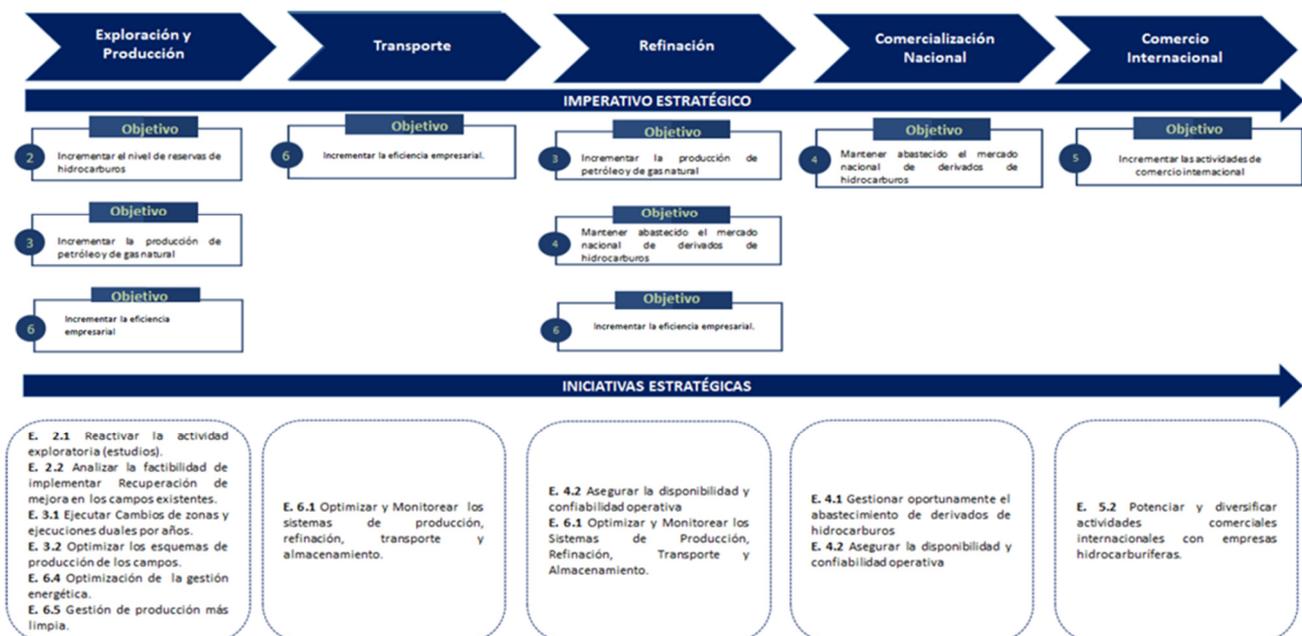
- Mantener la sostenibilidad financiera.
- Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos.
- Incrementar la producción de petróleo y gas natural.
- Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos.
- Incrementar las actividades de comercio internacional.
- Incrementar la eficiencia empresarial.
- Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia.
- Fortalecer las capacidades institucionales.

Conforme a su alcance y considerando la nueva estructura empresarial, la EP PETROECUADOR se proyecta con mayor trascendencia en la economía del país, fomentando siempre el cumplimiento de la normativa en el ámbito nacional e internacional, así como observando e impulsando el desarrollo, establecimiento e implementación de normas y criterios reconocidos y aceptados a nivel internacional, en función de la complejidad de sus operaciones que garantizará un enfoque de transparencia a nivel empresarial, promoción de la calidad de los productos, contemplando el desempeño energético en sus operaciones, una gestión socialmente responsable, así como condiciones de trabajo en un ambiente seguro y saludable que aporte al incremento de sus

niveles de eficiencia y productividad, asegurando estricta observancia a los principios constitucionales, tratados internacionales, leyes, reglamentos y regulaciones relacionados con esta atribución.

La EP PETROECUADOR, con la finalidad de acoger las mejores prácticas dentro del sector de hidrocarburos conforme la operatividad del mercado actual, ha adoptado ciertos lineamientos presentados por la consultora internacional Arthur D. Little, la cual dentro del entregable “Informe de modelo de negocio”, expone lo siguiente:

Gráfico 16: Modelo de Negocio EP PETROECUADOR



Fuente: Informe adaptado a la EP PETROECUADOR, conforme al modelo de negocio - Arthur D. Little
Elaborado por: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Contenidos de la sección

A continuación, se realiza la descripción ejecutiva de las fases del proceso productivo:

• UPSTREAM

Abarca desde evaluar el potencial petrolero de las áreas y campos, definir las estrategias exploratorias que permitan la restitución de las reservas, coordinar actividades hasta gestionar los asesoramientos para la Administración de los Contratos para la provisión de servicios específicos integrados con financiamiento de la contratista. Además, incluye el desarrollo de los campos petroleros y la producción óptima de hidrocarburos mediante el

uso de las mejores prácticas con la finalidad de obtener la mayor cantidad de volumen de manera rentable y socialmente responsable.

Los trabajos de interpretación geofísica, geológica y de reservorios, a ser realizados en 2024, permitirán identificar y evaluar 8 áreas exploratorias; esta información se enviará al ente de control (MEM), con la información de reservas de los Activos. Los estudios se centrarán en los Bloques: 57-58 (Área 1), 7 (Área 2), 12-15 (Área 3) de la cuenca Oriente y la región litoral del Ecuador.

- **MIDSTREAM**

Consiste desde supervisar los procesos de transporte de crudo y derivados de petróleo por la red de oleoductos y poliductos a nivel nacional, dirigir el abastecimiento de crudo y derivados de petróleo en los diferentes terminales de distribución, nacional e internacional cumpliendo con los estándares de eficiencia y eficacia definidos, hasta planificar la integridad y características de calidad de los productos durante todas las etapas del proceso de transporte y almacenamiento de crudo y derivados de petróleo.

- **DOWNSTREAM**

Comprende desde coordinar y garantizar el suministro de los tipos y variedades de productos refinados por las refinerías de la empresa, hasta hacer cumplir todas las regulaciones del sector, empresa y demás normativas de carácter legal en el ámbito de los procesos de refinación.

5.1.1. UPSTREAM

Este macroproceso sustantivo está directamente relacionado a los siguientes objetivos estratégicos y estrategias:

Objetivo 2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos: A partir del incremento de las reservas de hidrocarburos, se logrará agregar valor a la empresa, partiendo de contar con un respaldo económico más sólido que atraiga la inversión y con ella el desarrollo. La reactivación de la actividad exploratoria y el uso de

nuevas tecnologías que permitan optimizar la extracción serán herramientas fundamentales.

Estrategias:

- 1.1 Reactivar la actividad exploratoria (estudios).
- 1.2 Analizar la factibilidad de implementar Recuperación Mejorada en los campos existentes.

Objetivo 3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural: Como importante fuente de ingresos, incrementar la producción de crudo y gas será fundamental para alcanzar las metas empresariales y apoyar en los ingresos de la nación, así como satisfacer la demanda de hidrocarburos a nivel nacional y comercializar a nivel internacional.

Estrategias:

- 1.1 Ejecutar Cambios de zonas y ejecuciones duales por años.
- 3.2 Optimizar los esquemas de producción de los campos.

5.1.2. MIDSTREAM Y DOWNSTREAM

Estos macroprocesos sustantivos se encuentran alineados a los siguientes objetivos estratégicos y estrategias:

Objetivo 4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos: Los derivados de los hidrocarburos están estrechamente relacionados con el desarrollo social y económico de la nación. Por tal motivo se debe asegurar su suministro puntual.

Estrategias:

- 4.1 Gestionar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos.
- 4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.
- 4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.

Objetivo 5. Incrementar las actividades de comercio internacional: Ampliar el comercio internacional significará tener más oportunidades de crecimiento empresarial, trayendo consigo beneficios como mejorar la competitividad y la generación de conocimiento. Esto permitirá desarrollar el potencial de las finanzas y la realización de procesos buscando su mejora.

Estrategia:

- 5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarburíferas.

5.1.3. UPSTREAM, MIDSTREAM Y DOWNSTREAM

Los tres macroprocesos sustantivos, se encuentran alineados a los siguientes objetivos estratégicos y estrategias:

Objetivo 1. Mantener la sostenibilidad financiera: A partir de unas finanzas saludables, la empresa logrará alcanzar sus objetivos y podrá aspirar a posicionarse como una empresa referente en el mercado de los hidrocarburos a nivel mundial.

Incrementar los ingresos y optimizar los costos será el punto de partida para fortalecer el estatus financiero y así poder incursionar en nuevos proyectos. Todo esto deberá realizarse bajo un esquema de eficiencia en las operaciones y en el uso de los recursos.

El anexo 4 contiene los indicadores financieros de ingresos, inversiones, gastos y costos operacionales; es importante indicar que los ingresos dependen del precio del crudo el cual no puede ser controlado por EP PETROECUADOR, ya que el mismo se debe al comportamiento del mercado internacional

Estrategias:

- 1.1 Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados.
- 1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.

1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.

1.4 Promover estrategias, proyectos y acciones que viabilicen el ingreso al mercado de capitales, mejoren la imagen corporativa y aumenten el valor de la empresa, incrementando su competitividad en el mercado nacional e internacional.

Objetivo 6. Incrementar la eficiencia empresarial: Realizar de manera eficiente cada una de las actividades que conforman la cadena de valor, tendrá un impacto positivo en el manejo de los recursos de la empresa, permitiendo alcanzar las metas productivas con el máximo aprovechamiento, posicionando de esta forma a la empresa como una institución con los más altos estándares operativos de acuerdo con las mejores prácticas.

Estrategias:

6.1 Optimizar y Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.

6.2 Incrementar el nivel de transparencia en el manejo de la empresa.

6.3 Implementar y fortalecer el modelo de Gestión Social a través del Programa de Relaciones Comunitarias para coadyuvar con el normal desarrollo y operatividad continua de las actividades de la Empresa.

6.4 Optimización de la gestión energética

6.5 Gestión de producción más limpia

6.6 Consolidar el proceso de Transformación Empresarial a través de la aplicación de las mejores prácticas de buen gobierno corporativo y gestión del cambio, en conjunto con las Unidades Orgánicas de la Empresa y de ser pertinente, con otras entidades públicas y privadas a nivel nacional e internacional.

Objetivo 7. Mantener la salud, seguridad, responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia: El compromiso con la salud, la seguridad operacional,

las comunidades y el ambiente es fundamental para cualquier industria, más aún en el sector hidrocarburos. Es por ello que cada una de las actividades tendrán que estar alineadas y ejecutadas en estricto apego a las normativas correspondientes asegurando los más altos estándares.

Estrategias:

- 7.1 Reforzar la aplicación de las normas de seguridad industrial, salud ocupacional en las operaciones.
- 7.2 Minimizar el impacto ambiental de las actividades hidrocarburíferas.
- 7.3 Aplicar programas de restauración de áreas afectadas por fuentes de contaminación a fin de mejorar las condiciones ambientales de las zonas de influencia de la EP PETROECUADOR.
- 7.4 Mejorar los sistemas de gestión seguridad, salud y ambiente en las operaciones de la empresa conforme los estándares ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018.

Objetivo 8. Fortalecer las capacidades Institucionales: Orientado al talento humano ya que es uno de los recursos fundamentales de la empresa, de su capacidad y preparación depende el valor institucional. Por lo anterior, generar las condiciones necesarias para la mejora continua de sus habilidades es una tarea permanente y prioritaria.

Estrategias:

- 8.1 Promover el desarrollo permanente del talento humano.
- 8.2 Fortalecer el modelo de gestión del talento humano.

En esta parte es pertinente resaltar que mediante Oficio Nro. PETRO-PGG-2023-0934-O de fecha 31 de agosto de 2023, la Gerencia General de EP PETROECUADOR, puso en conocimiento de los miembros del Directorio la entrega de los productos de la Consultoría Internacional Arthur D. Little. EP; PETROECUADOR; a través de la Gerencia de Transformación Empresarial para que, a partir del año 2024, analizara el resultado de la consultoría, para de esta

manera presentar al directorio una propuesta de implementación.

5.1.4. Producción de crudo y gas natural

Para el año 2024, se espera producir 409.725 barriles promedio día de crudo y gas (incluye 10.464 barriles día del campo amistad y 14.359 barriles promedio día de gas asociado); es decir 149,96 millones de barriles al año. Las acciones concretas que se contemplan realizar para lograr el incremento de producción son:

- Perforación de 117 pozos nuevos por parte de EP PETROECUADOR en: Activo Eden Yuturi-Apaika Bloque 12 y 31 (31 pozos), Activo Indillana Bloque 15 (8 pozos), Activo Oso-Yuralpa Bloque 7 y 21 (18 pozos), Activo Libertador-Lago Agrio (1 pozo), Activo Cuyabeno (4), Activo Sacha (25), Activo Amistad (4), Prospectos Exploratorios (26 pozos) que para su desarrollo depende de la obtención de las licencias ambientales, facilidades de superficie, liberaciones comunitarias, presupuesto requerido y los resultados obtenidos de la perforación del pozo exploratorio. Hasta el momento, a la Empresa no se le ha otorgado el licenciamiento ambiental para el desarrollo de los prospectos exploratorios
- Perforación de 39 pozos nuevos por parte de los Consorcios que actualmente mantienen vínculos contractuales de Prestación de Servicios con Financiamiento de la Contratista en los campos: Chonta Sur (3 pozos), Paka Norte (5 pozos), Oso (6 pozos), Yuralpa (6 pozos), Cononaco (1 pozo), Pitalala (1 pozo), Yulebra (1 pozo), Shushufindi (5 pozos) Drago (5 pozos), y Parahuacu (6 pozos); el perfil de producción contempla una proyección de actividades de perforación conforme lo establecen los contratos en su plan de actividades anuales.
- Perforación y/o conversión de 17 pozos reinyectores, Edén Yututi - Apaika Nenke (B12-31) (8 pozos), ITT (B43) (8 pozos); y, Tetete - Tapi (1 pozo).
- Reacondicionamientos Capex: 49 por parte de EP PETROECUADOR.

- La producción de crudo del Activo Sacha aportará mayoritariamente con un 19,07% (78.143 bpd en promedio), seguido de los Activos Auca y Shushufindi que participarían con un promedio del 16,11% y 14,44%, respectivamente.

En el siguiente cuadro se detalla la producción de crudo y gas por activo:

Cuadro 21: Participación de la producción promedio barriles/día por activo para el 2024.

PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN PROMEDIO ANUAL POR ACTIVO			
Activo	2023 Real	2024 Meta	Participación 2024
Auca	73.846	66.016	16,11%
ITT	54.466	32.244	7,87%
Sacha	72.062	78.143	19,07%
Shushufindi	60.499	59.193	14,45%
Edén Yuturi (incluye Bloque 31)	32.924	44.178	10,78%
Oso-Yuralpa	18.981	25.558	6,24%
Cuyabeno	19.512	14.838	3,62%
Indillana	14.111	15.109	3,69%
Libertador	10.984	8.485	2,07%
Lago Agrio	10.314	11.443	2,79%
Palo Azul	8.529	7.188	1,75%
Amistad (Pacoa)	31	29	0,01%
Reactivación de pozos Distrito Amazónico	0	5.730	1,40%
Prospectos Exploratorios		2.381	0,58%
Bloque 16 y 67	10.411	14.366	3,51%
Crudo recuperado Amazonía Viva	10		
Producción Total Crudo (bpd)	386.678	384.902	93,94%
Gas Amistad	3.562	10.464	2,55%
Gas Asociado **	4.998	14.359	3,50%
Producción Total Gas (bpced)	8.560	24.823	6,06%
Producción total promedio diaria (bpce)	395.237	409.725	100,00%
Producción total anual (bpce)	144.261.683	149.959.322	-

(**): Corresponde al aprovechamiento del gas asociado en la elaboración de productos limpios entregados al complejo industrial Shushufindi, por lo tanto se presenta las cifras del gas asociado usado en los campos de la cuenca oriente.

La producción total de crudo del año 2023, incluye los barriles de crudo recuperados del proyecto Amazonía Viva.

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

5.1.5. Pozos por perforar

En el 2024 EP PETROECUADOR planea perforar un total de 156 pozos, los trabajos de perforación se concentrarán en 10 activos (Lago Agrio - Libertador es un solo activo).

Los activos con más actividad de perforación en este periodo serán Edén Yuturi, Oso Yuralpa y Sacha con 86 pozos (55,13% de todos los pozos a perforar), de los 156 pozos planeados 39 pozos serán perforados bajo la modalidad de consorcio.

Cuadro 22: Proyección de pozos totales por perforar por activo.

Activo	2023 Real *	2024 Meta	Participación (%)
Edén Yuturi (incluye Bl. 12-31 y 43)	51	31	19.9%
Indillana	2	13	8.3%
Oso Yuralpa	12	30	19.2%
Palo Azul	1	0	0,0%
Auca	15	6	3.8%
Shushufindi	11	10	6.4%
Libertador	3	1	0.6%
Lago Agrio	4	6	3.8%
Cuyabeno	5	4	2.6%
Sacha	16	25	16.0%
Amistad (Pacoa)	0	0	0,0%
Total de pozos de petróleo	120	126	80.8%
Amistad	0	4	2.6%
Total de pozos de gas	0	4	2.6%
PROSPECTOS EXPLORATORIOS	0	26	16.6%
Total pozos	120	156	100,0%

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción - Gerencia de Desarrollo y Optimización

EP Petroecuador

Cuadro 23: Proyección de pozos totales por perforar por campo.

PROYECCIÓN DE POZOS TOTALES POR PERFORAR POR CAMPO (2/3)	
Campos	2024
Payamino	8
Gacela	5
Lobo	5
Oso	6
Mono	0
Yuralpa	6
Coca	0
Activo OY (Bloques 7 y 21)	30
Pata	0
Palo Azul	0
Pucuna	0
Activo PA (Bloque 18)	0
Auca	0
Auca Sur	0
Anura	0
Tortuga	0
Chonta Este	0
Anaconda	0
Cononaco	1
Rumiyacu	0
Chonta Sur	3
Culebra	0
Yuca	0
Pitalala	1
Yulebra	1
Bloque 61 (Auca)	6
Bloque 55 (Armadillo)	0
Activo Auca	6
Shushufindi-Aguarico	5
Drago	5
Cobra	0
Activo Shushufindi	10
Subtotal	46

PROYECCIÓN DE POZOS TOTALES POR PERFORAR POR CAMPO (3/3)	
Campos	2024
Atacapi	0
Secoya	0
Frontera	0
Tetete - Tapi	1
Arazá	0
Activo Libertador	1
Guanta - Dureno	0
Lago Agrio	0
Parahuacu	6
Bermejo	0
Activo Lago Agrio	6
Cuyabeno - Sansahuari	0
Blanca	0
Tipishca Huaico	4
VHR	0
Vinita	0
Activo Cuyabeno	4
Activo Sacha	25
Amistad	4
Pacoa	0
Activo Amistad	4
WAPONI ESTE-1	21
WAPONI-1	5
PROSPECTOS EXPLORATORIOS	26
Subtotal	66
Total	156

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

Cuadro 24: Proyección de pozos a perforar por EP PETROECUADOR y por consorcio.

PROYECCIÓN DE POZOS POR PERFORAR POR EP PETROECUADOR		PROYECCIÓN DE POZOS POR PERFORAR POR CONSORCIO		PROYECCIÓN DE POZOS PERFORADOS PARA REINYECTORES DE RIPIO	
Campo	2024	Campo	2024	Campo	2024
Apaika Nenke	8	Indillana	0	Apaika Nenke	3
Apaika 3D	4	Limoncocha	0	Minta	5
Minta	3	Yanaquincha Este	0	Eden Yuturi	0
Nashiño	3	Paka Norte	5	Tiputini	6
Pros. Expl. Apaika Sur 2D	0	Oso	6	Tambococha	0
Pros. Expl. Chiriyacu	1	Yuralpa	6	Ishpingo	2
Pros. Expl. Chiriyacu Norte	1	Chonta Sur	3	Indillana	0
Pros. Expl. Kuwatai	1	Auca	0	Limoncocha	0
Boica	10	Pitalala	1	Yuralpa	0
Tiputini	0	Yulebra	1	Tetete-Tapi	1
Tambococha	0	Cononaco	1	Auca	0
Ishpingo	0	Armadillo	0	Auca sur	0
Tiputini Norte	0	Shushufindi	5	Yulebra	0
Payamino	8	Drago	5	Shushufidi - Aguarico	0
Gacela	5	Atacapi	0	Libertador	0
Lobo	5	Secoya	0	cuyabeno-Sansahuari	0
Coca	0	Guanta - Dureno	0	Sacha	0
Pata	0	Lago Agrio	0	Total	17
Palo Azul	0	Parahuacu	6		
Pañacoha	0	Cuyabeno	0		
Palmeras Norte	1	Blanca	0		
Palmar Oeste	1	Vinita	0		
Yanaquincha Oeste	6	Pucuna	0		
Tetete - Tapi	1	Total	39		
Arazá	0				
Sacha	25				
Amistad	4				
Tipishca-Huaico	4				
WAPONI ESTE-1	21				
WAPONI-1	5				
Total	117				

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

5.1.6. Workovers de inversión (CAPEX)

Para poder alcanzar la producción esperada en el año 2024, se realizarán un total de 49 workovers. El 40,8 % se concentra en Sacha (20), 18,4% Shushufindi (9), les sigue Auca con el 8,2% (4) y Lago Agrio con el 6,1% (3).

Cuadro 25: Workovers de inversión (CAPEX)

PERFIL BASE DE PETRÓLEO			
Campos	2023	2024	Participación [%]
Edén Yuturi (incluye Bl. 12-31 y 43)	10	1	2,0%
Indillana	3	0	0,0%
Oso Yuralpa	7	8	16,3%
Palo Azul	1	0	0,0%
Auca	8	4	8,2%
Shushufindi	13	9	18,4%
Libertador	1	2	4,1%
Lago Agrio	2	3	6,1%
Cuyabeno	1	0	0,0%
Sacha	25	20	40,8%
Pacoa	0	0	0,0%
Total WO CAPEX crudo	71	47	95,9%
Amistad	1	2	4,1%
Total WO CAPEX gas	1	2	4,1%
Total WO CAPEX	72	49	100%

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

Se mantienen las tecnologías usadas en años anteriores para que así continúen contribuyendo al incremento de la producción.

- Fracturas con flow - channel fracturing technique.
- Redisparo con técnicas de Propelente.
- Estimulaciones Ácido - Matriciales.
- Completamiento de Pozos con válvulas Hidroselectivas.
- Completamiento de Pozos con Válvulas de Control de Influjo para disminuir la producción de agua asociada al petróleo.

- Aplicar técnicas de recuperación mejorada para extender la vida útil de los campos en producción.
- La inyección de agua es un proceso en la roca reservorio para desplazar el petróleo hacia los pozos productores, en donde se utiliza la Técnica de Dumflooding y la técnica tradicional.
- De igual manera es importante mencionar que se continuará analizando las nuevas tecnologías que sean presentadas a fin de evaluar la factibilidad de uso y aplicación en los diversos yacimientos de los pozos productores (nuevos y en producción) con el fin de optimizar producción, mitigar daño de yacimientos e incrementar factores de recobro.

Las tecnologías que se han utilizado en los últimos años ha dado resultados positivos en los campos maduros.

5.1.7. Licencias Ambientales

A inicios de 2023, la Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente en lo referente a la operación UPSTREAM presentaba un portafolio de 20 trámites en el MAATE para la obtención de las autorizaciones administrativas correspondientes. Durante diciembre de 2023 se obtuvo la aprobación del Informe de Bajo Impacto para la repotenciación de la Planta de Reinyección de Agua de la Estación Shushufindi Suroeste y, el cambio de intervalos en el Estudio Técnico para la aprobación ambiental de re-inyección de ripsos de perforación en el pozo Tambococha – D6WDW en la formación Napo reservorio U, Bloque 43, trámites que se une a los doce finalizados en los trimestres previos, períodos donde resaltaron la licencia ambiental para la perforación de 14 pozos en el B44 (productores e inyectores), así como para facilidades de Optimización, Generación Eléctrica y Eficiencia Energética (OGE&EE) para fases de construcción y operación. De igual forma, se obtuvo pronunciamientos favorables para la instalación de líneas de reinyección y producción en los bloques 15, 56, 57 y 58.

El 2024 inicia con 12 trámites en revisión con el MAATE; esta planificación estará sujeta a los requerimientos de los activos de la Gerencia de Exploración y Producción; así como también con los cambios relacionados con el marco legal debido al pronunciamiento de la Corte Constitucional Caso Nro. 51-23-IN referente a la Consulta Ambiental. Actualmente se tiene 11 trámites que requieren licenciamiento, los cuales se encuentran en revisión con el fin de determinar si procede o no su ejecución en cumplimiento de la normativa vigente para la Consulta Ambiental y la decisión dada por la Corte Constitucional mencionada anteriormente.

Es importante aclarar que por parte de la EP PETROECUADOR se han realizado todas las gestiones necesarias ante el MAATE para la obtención de las licencias ambientales.

Adicionalmente en el 2024, para la operación DOWNSTREAM se planifica culminar con la obtención de las autorizaciones administrativas ambientales para las variantes de SOTE y Poliducto Shushufindi - Quito a causa de erosión regresiva en la cuenca del río Quijos, Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo, transporte de sustancias químicas peligrosas y desechos peligrosos y/o especiales, regularización ambiental de la gestión propia de residuos y desechos peligrosos en los 5 centros de tratamiento y disposición final administrados por la Jefatura de restauración ambiental de la EP PETROECUADOR, aprovechamiento del gas de regeneración de la Planta de GNL Bajo Alto, Bodega Aloag, Poliducto Santo Domingo – Pascuales, Terminal Fuel Oíl, Poliducto Libertad-Pascuales-Manta.

A continuación, se describen los 21 proyectos relacionados con licencias ambientales:

Cuadro 26: Licencias Ambientales

Licencias Ambientales											
No.	Bloque / instalación	Proyecto	Estudio Ambiental	Licencia Ambiental Asociada	Responsable de contratación consultoría ambiental	Ejecutor del proyecto	Priorización	Activo / Área operativa	SSA	Fecha estimada en que se requiere el permiso	Estatus
1	31	Apaika C (11 pozos) Apaika Sur 3DB (11 pozos) Apaika Sur 3DA (3 pozos) ECB (15 pozos reinyectores, central de generación, facilidades de procesamiento crudo, sistema de calentamiento)	Estudio de Impacto Ambiental Ex-Post para el desarrollo y producción de los campos Apaika y Nenke, Bloque 31	N/A	SSA	PEC	ALTA	Activo EY - Nenke - ITT	CGSA	30-may-24	El 24 de julio de 2023 se responde el oficio MAE-SUIA-DNPACA-2023-00145 por el SUIA Con Oficio Nro. PETRO-SSA-2023-2843 O de 18DIC23 se insiste en el pronunciamiento.
2	58, 62 Y 57 (RODA)	TRAMO COMPRENDIDO ENTRE LA ABCISCA 45+600 Y LA ABCISCA 98+500, DE LA RED DE OLEODUCTOS SECUNDARIOS (RODA)	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL EXPOST DEL TRAMO COMPRENDIDO ENTRE LA ABCISCA 45+600 Y LA ABCISCA 98+500, DE LA RED DE OLEODUCTOS SECUNDARIOS (RODA), DE EP PETROECUADOR	N/A	SSA	PEC	BAJA	N/A	CGSA	30-jul-24	Con Oficio Nro. PETRO-SSA-2023-1844 O de 14 de agosto de 2023, se remite la factura por el pago por Servicios de Gestión y Calidad Ambiental establecida en el artículo 2 del Acuerdo Ministerial No. 083-B, publicado en la Edición Especial del Registro Oficial No. 387 de 04 de noviembre de 2015. Pendiente emisión de la licencia por parte del MAATE.
3	B57 S	Ampliación de la plataforma SHS-062, perforación de 6 pozos productores y 1 pozo inyector. Ampliación de la plataforma SHS-087, con la perforación de 3 pozos productores. Ampliación de la plataforma SHSH-15A, con la perforación de 4 pozos productores y 1 pozo inyector. Construcción y/o adecuación de 31 línea de flujos. Ampliación del área para disposición de rípios y lodos de perforación CUADRANTE III SHUSHUFINDI 15 B.	Estudio Complementario a la Reevaluación del Diagnóstico y Plan de Manejo Ambiental para el Área de Producción Shushufindi, aprobado mediante Resolución Nro. 119.	119	CONSORCIO SHUSHUFINDI	PEC	MEDIA	Activo Shushufindi	CGSA	30-sep-24	En stand by el inicio del proceso de consulta ambiental
4	B61	Auca 37	ACTUALIZACIÓN DEL PLAN DE MANEJO AMBIENTAL DE LA RESOLUCIÓN MAATE-SCA-2022-0037-R, PARA LA CONVERSIÓN DE LA PLATAFORMA AUCA 37 A ESTACIÓN DE DESGASIFICACIÓN Y DESHIDRATACIÓN (CPF) DENTRO DEL ÁREA LICENCIADA.	MAATE-SCA-2022-0037-R	SHAYA	PEC	ALTA	Activo Auca	CGSA	30-sep-24	Oficio Nro. PETRO-SSA-2024-0944-O de 15 de marzo de 2024. Ingreso de trámite.
5	B58	Campo Tipishca	SOLICITUD DE TRASPASO DE LAS LICENCIAS AMBIENTALES DE CITY ORIENTE A EP PETROECUADOR (CAMPOS BLANCA - TIPIISHCA)	N/A	SSA	PEC	ALTA	Activo Cuyabeno	CGSA	30-jul-24	Con Oficio MAATE-DRA-2023-1256-O de 04/12/2023, el MAATE solicita copias certificadas de los antecedentes y de las licencias de CITYORIENTE. Con oficio PETRO-SSA-2023-2926-O de 27/12/2023, PETROECUADOR remite la información solicitada.
6	B60	Campo Sacha	Solicitud de traspaso de las licencias ambientales de RIO NAPO a EP PETROECUADOR	N/A	SSA	PEC	ALTA	Activo Sacha	CGSA	30-jun-24	Con Oficio PETRO-SSA-2023-2575-O de 12nov2023 se envía al MAATE información certificada. Con oficio Nro PETRO-SSA-2024-0323-O (21ene24) se realiza una insistencia
7	B57L	Secoya 52	Actualización del plan de manejo ambiental de la licencia ambiental Nro. 026 - 2009	026-2009	PARDALISE	PEC	BAJA	Activo Lago Agrio Libertador	CGSA	jul-24	En revisión del MAATE
8	B 57 SSF	Instalación de línea de producción en derecho de vía existente desde la Plataforma Aguarico 003 (AGRA) hacia la Estación Aguarico (AGP).	Análisis Técnico para la Instalación de línea de producción en derecho de vía existente desde la Plataforma Aguarico 003 (AGRA) hacia la Estación Aguarico (AGP).	781	CONSORCIO SHUSHUFINDI	PEC	ALTA	Activo Shushufindi	CGSA	28-mar-24	Con Oficio Nro. PETRO-SSA-2023-2744 O de 06 de diciembre de 2023 se ingresa informe para revisión.
9	58	INSTALACIÓN DE LÍNEA LA DE REINYECCIÓN EN DERECHO DE VÍA EXISTENTE: ESTACIÓN SANSAHUARI HASTA EL POZO SNSD-023	Análisis técnico para la instalación de Línea la de Reinyección en Derecho de Vía existente: Estación Sansahuari hasta el pozo SNSD-023. Bloque 58	402	CUYABENOPETRO	PEC	ALTA	Activo Cuyabeno	CGSA	28-mar-24	Ingreso: PETRO-SSA-2023-2602-O de 17/11/2023
10	60	IMPLEMENTACIÓN DE 8 GENERADORES PARA BLOQUE 60- SACHA SUR PLATAFORMA 198	Análisis técnico: Implementación de 8 generadores para Bloque 60- Sacha Sur Plataforma 198. Bloque 60	65	SSA	PEC	ALTA	Activo Sacha	CGSA	15-abr-24	Ingreso 2 PETRO-SSA-2024-0593-O (02FEB2024)

Licencias Ambientales

No.	Bloque / Instalación	Proyecto	Estudio Ambiental	Licencia Ambiental Asociada	Responsable de contratación consultoría ambiental	Ejecutor del proyecto	Priorización	Activo / Área operativa	SSA	Fecha estimada en que se requiere el permiso	Estatus
11	B 57 SSF	Instalación de línea de flujo de reinyección desde la coordenada (316730,14; 9984584) hasta el pozo SHS-135 en la plataforma SHS-03 sobre el DDV existente Estación Norte a plataforma SHS-03.	Análisis Técnico para la Instalación de línea de flujo de reinyección desde la coordenada (316730,14; 9984584) hasta el pozo SHS-135 en la plataforma SHS-03 sobre el DDV existente Estación Norte a plataforma SHS-03.	293	CONSORCIO SHUSHUFINDI	PEC	ALTA	Activo Shushufindi	CGSA	12-abr-24	Ingreso Oficio Nro. PETRO-SSA-2024-0854-O
12	58	Pozo Sansahuari 23	Estudio técnico para la aprobación ambiental de reinyección de fluidos en el pozo Sansahuari 23 en la formación NAPO en la arenisca T Inferior, Bloque 58	402	SSA	PEC	ALTA	Activo Cuyabeno	CGSA	28-mar-24	Con oficio Nro. PETRO-SSA-2023-2725-O (04DIC2023) Se solicita directrices al MAATE sobre el proyecto.
13	SOTE	Variantes SOTE y Poliducto Shushufindi-Quito (a causa del proceso de erosión regresiva en la cuenca del río Quijos)	Estudio Complementario	Licencia Ambiental Resolución No. 464	Jefaturas de Seguridad, Salud y Ambiente SOTE y Poliductos y Terminales Norte	PEC	Alta	Superintendente de Línea y Derecho de Vía (SOTE) / Intendente de Poliducto SH-Q	Jefaturas de SSA SOTE y POT Norte	2024	Se cuenta con resolución No 464 de los ductos iniciales, por las emergencias ambientales se requiere realizar un Estudio Complementario para regularizar las nuevas variantes, en el cuarto trimestre de 2023 el ordenador
14	POL E-Q	Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo-Quito, Tramo Esmeraldas-Santo Domingo	Estudio de Impacto Ambiental	Licencia Ambiental Resolución No. 464	Jefaturas de Seguridad, Salud y Ambiente Poliductos y Terminales Norte	PEC	Media	Intendente del Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo-Quito-Macul	Jefatura de SSA POT Norte	No definida	En ejecución Ingeniería Básica y de Detalle, y EsIA, mismo que se realiza en función del criterio del MAATE emitido mediante oficio No. MAATE-DRA-2023-0219-O del 09 de marzo de 2023.
15	PEC	Transporte de sustancias químicas peligrosas y desechos peligrosos y/o especiales	Estudio de Impacto Ambiental		Jefatura de Gestión Ambiental y Laboratorio	PEC	Alta	-	Jefatura de Gestión Ambiental y Laboratorio	2024	Consultoría Ambiental contratada, se cuenta con el Contrato SSA 2024059, se gestiona con las áreas de SSA de las unidades orgánicas el levantamiento de información requerida por la consultora para ingresar en la plataforma del MAATE en el SUIA.
16	PEC	Gestión propia de residuos y desechos peligrosos en los cinco centros de tratamiento y disposición final, administrados por la Jefatura de Restauración Ambiental de EP PETROECUADOR	Estudio Complementario	Licencia 001-2009 Terminal de Productos Limpios EL Beaterio, Licencia Ambiental 207-2016 Terminal de Productos Limpios Pascuales, Licencia ambiental 464-2010 SOTE, Poliducto Shushufindi-Quito, Poliducto Esmeraldas-Quito, Resolución MAE-SSA-DRA-2021-008, Licencia Ambiental 1283 Refinería La Libertad	Jefatura de Gestión Ambiental y Laboratorio	PEC	Alta	Jefe de Restauración Ambiental	Jefatura de Gestión Ambiental y Laboratorio	2024	Consultoría Ambiental contratada con Contrato SSA 2023080, en ejecución.
17	Planta GNL Bajo Alto	Aprovechamiento de gas de regeneración	Informe de Bajo Impacto	Resolución 493	SSA POT SUR	PEC	Media	Jefe de Planta	Jefatura de SSA POT Sur	2024	Se remitió al MAATE el informe de bajo impacto para la ejecución del proyecto con oficio PETRO-SSA-2023-2542-O del 09-11-2023. Se recibieron observaciones de la autoridad ambiental y se está atendiendo las mismas.
18	Administrativo	Bodega Alog de la EP PETROECUADOR	Estudio de Impacto Ambiental y plan de manejo ambiental	No aplica	SSA	PEC	Media	Jefe Corporativo de Servicios Administrativos	Jefatura de Gestión Ambiental y Laboratorio	2024	Consultoría Ambiental contratada SSA 2023366, en ejecución.
19	Poliducto Libertad Pascuales-Manta	Operación del Poliducto Libertad-Pascuales-Manta	Estudio de Impacto Ambiental expost	No aplica	SSA	PEC	Alta	Superintendente de Poliductos y Terminales Sur	Jefatura de Gestión Ambiental y Laboratorio	2024	Se encuentra presentado al MAATE la respuesta a las observaciones realizadas al informe del EsIA expost, ya fue efectuado el PPS.
20	Poliducto Santo Domingo-Pascuales	Operación del Poliducto Santo Domingo-Pascuales	Estudio de Impacto Ambiental	No aplica	SSA	PEC	Alta	Superintendente de Poliductos y Terminales Sur	Jefatura de Gestión Ambiental y Laboratorio	2024	Se encuentra presentado el EsIA incluido el PPS, está en revisión por parte del MAATE.
21	Terminal Fuel Oil	Operación Terminal Fuel Oil	Estudio de Impacto Ambiental	No aplica	SSA POT SUR	PEC	Alta	Jefe de Terminal	Jefatura de SSA POT Sur	2024	EIA e informe del PPC están aprobados por la autoridad ambiental. En espera del pronunciamiento de la justificación enviada por la EP PETROECUADOR sobre entrega del EIA incluido el PPC fuera del término establecido, se remitió con oficio No. PETRO-SSA-2024-0282-O del 16 de enero de 2024.

Nota: Priorización por definir corresponde a aquellos trámites cuya urgencia dependerá de los objetivos y planes para explotación de prospectos que tengan las nuevas autoridades de cada activo, resultados de aprobación de comités ejecutivos de contratos de campos maduros y/o menores, resultados de suscripción de adendas de contratos en caso de consorcios y otros dependientes de los clientes usuarios de SGSSA.

Fuente: Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente

5.1.8. Gestión Social

La Jefatura Corporativa de Responsabilidad Social y Relaciones Comunitarias (RSRC), para el año 2024, tiene planificado, en función de la Política de Relaciones Comunitarias de la EP PETROECUADOR y la aplicación del Programa de Relaciones Comunitarias (PRC), ejecutar una importante cantidad de actividades en las líneas de gestión social definidas por los componentes de: Educación y Capacitación, Salud Comunitaria, Infraestructura Comunitaria y Autogestión / Proyectos y Emprendimientos Productivos.

La inversión social que realiza la Empresa, a través de la Jefatura Corporativa de RSRC, abarcan una amplia gama de actividades, proyectos y programas: difusión y capacitación en Derechos Humanos, erradicación del trabajo infantil, prevención de la explotación sexual en niños, niñas y adolescentes, protección a los pueblos indígenas en aislamiento voluntario; atención médica en establecimientos de salud, escuelas, comunidad y domicilios, brigadas médicas; ejecución de obras como aulas escolares, aulas de computación, centros de capacitación, viviendas para médicos, baterías sanitarias, sistemas de abastecimiento de agua, sistemas de distribución de agua comunal, unidades básicas sanitarias, casas comunales, canchas deportivas, canchas de uso múltiple; entrega de equipamiento y materiales a las comunidades y/o poblaciones de las áreas de influencia de las operaciones, implementación de sistemas de producción agro ecológicos, orgánicos, convencionales, basados en seguridad alimentaria, diversificación de cultivos y venta de excedentes, fomentando las buenas prácticas agrícolas.

Estas y otras acciones serán desarrolladas en poblaciones y/o comunidades consideradas como áreas de influencia directa a nivel nacional; y en toda la cadena de valor de operación de la EP PETROECUADOR.

5.1.9. Transporte de crudo

Como se ha mencionado anteriormente, EP PETROECUADOR cuenta con dos segmentos de su línea de negocios enfocados en el *Midstream* y *Downstream*:

- Transporte y comercialización de crudo.
- Refinación, transporte y comercialización interna de derivados.

Por la ubicación y dispersión geográfica de las instalaciones de la EP PETROECUADOR, cada una de las unidades orgánicas, están distribuidas obedeciendo acorde a ámbito de operación en:

- Gerencia de Refinación.
- Gerencia de Transporte.
- Gerencia de Comercio Internacional.
- Gerencia de Comercialización Nacional.

La Gerencia de Transporte es la encargada de transportar el crudo por el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), el cual tiene una longitud de 498 km y atraviesa las 3 regiones naturales del Ecuador, esto es costa (Santo Domingo y Esmeraldas), Sierra (Pichincha) y Oriente (Sucumbíos y Napo). Tiene la capacidad de transportar 360.000 bpd de 23,7° API y 390.000 bpd con químico reductor de fricción; además, cuenta con una potencia instalada de 101.150 HP en sus 6 estaciones de bombeo.

Gráfico 17: Flujo SOTE



Fuente: Gerencia de Transporte.

Cuenta con seis estaciones de bombeo: Lago Agrio, Lumbaqui, El Salado, Baeza, Papallacta y Quinindé.

Cuadro 27: Estaciones de bombeo.

ESTACIONES DE BOMBEO			
Estación	Ubicación [km]	Altitud [msnm]	Potencia [HP]
Lago Agrio	0,00	297,00	17.500,00
Lumbaqui	66,57	850,00	17.500,00
El Salado	111,72	1.289,00	12.950,00
Baeza	164,08	2.002,00	20.300,00
Papallacta	189,29	3.009,00	20.300,00
Quinindé	420,25	97,00	12.600,00
Total			101.150

Nota: Información operativa detallada sobre infraestructura y capacidades se encuentran en POA e Informes Estadísticos.

Fuente: Gerencia de Transporte.

5.1.10. Refinación - Producción de mezclas y derivados

La EP PETROECUADOR opera tres refinerías, una planta de GLP y una planta licuefactora de gas natural. En el cuadro siguiente se aprecia la capacidad instalada actual de cada Refinería, por motivo de seguridad operativa los centros de refinación operarán en promedio al 98%.

Cuadro 28: Capacidad instalada de refinerías.

CAPACIDAD INSTALADA EN REFINERÍAS	
Refinería	Volumen
Esmeraldas [bpd]	110.000
Libertad [bpd]	45.000
Shus hufindi [bpd]	20.000
Planta de GLP Shushufindi [MMpcd]	25
Planta de GNL Bajo Alto [TMd]	200

Fuente: Gerencia de Refinación.

La producción en refinerías, en conjunto con las mezclas realizadas en los terminales, permite abastecer la demanda de combustibles a través de la siguiente infraestructura:

Cuadro 29: Producción de derivados

PRODUCCIÓN DE DERIVADOS									
Producto	Refinería Esmeraldas	Refinería La Libertad	Refinería Shushufindi	Terminal Beaterío	Terminal Pascuales	Depósito La Toma	Terminal Barbasquillo	Terminal Cuenca	Terminal La troncal
Gasolina Súper	X	X		X	X				
Gasolina Extra	X	X	X	X	X				
Gasolina Ecopais	X	X			X	X	X	X	X
Gasolina Ecoplus	X				X				
Diésel 2	X	X	X						
Diésel Premium	X								
GLP	X	X	X						
Fuel Oil No. 4	X	X							
Fuel Oil No. 6 Exp.	X								
Fuel Oil No. 6 Elec.	X		X						
Crudo Reducido			X						
Jet Fuel	X	X	X						
Asfaltos	X								
Sol ventes		X							
Residuo industrial			X						
Diésel 1		X	X						
Absorver		X							
Pesca Artesanal	X	X							
Azufre	X								

Fuente: Gerencia de Refinación y Gerencia de Transporte

5.1.11. Transporte de derivados

Para el transporte de derivados, actualmente se cuenta con una red de poliductos y ductos de GLP a lo largo del país con una extensión total de 1.652 km con una capacidad total de transporte de 405.420 barriles por día. Se transportan los derivados desde las refinerías y terminales marítimos hasta las terminales y depósitos, donde se almacenan en grandes tanques, para luego ser distribuidos a las comercializadoras. Los poliductos que transportan los derivados del petróleo son:

Cuadro 30: Características de los poliductos

CARACTERÍSTICAS DE LOS POLIDUCTOS						
Poliducto	Tramos de poliductos	Longitud [km]	Caudal instalado [bph]	Caudal promedio operativo [bph]	Capacidad instalada de bombeo [bpd]	Productos de bombeo
Esmeraldas - Santo Domingo - Quito - Macul	Esmeraldas - Santo Domingo	252,90	3.500,00	3.370	84.000	Gasolina Súper y Extra, Diésel 2, Diésel Premium Jet Fuel
	Santo Domingo – Quito		3.200,00	3.025	76.800	
	Santo Domingo - Pascuales	276,50	1.500,00	1.500	36.000	Jet Fuel, Diésel Premium
Shushufindi - Quito	Shushufindi - Quito	308,32	420,00	390	10.080	Destilado 1, Diésel 2, Gasolina Base, Shushu, GLP
Quito - Ambato - Riobamba (Caudales con Agente Químico Mejorador de Caudal)	Quito - Ambato	110,40	500,00	855	19.200	Gasolina Súper y Extra, Diésel 2, Diésel Premium
	Ambato - Riobamba	49,70	500,00	528	12.720	
Libertad - Manta	Libertad - Manta	170,00	700,00	690	13.200	Destilado 1, Diésel 2, Diésel Premium, Premezcla
Libertad - Pascuales	Libertad - Pascuales	127,00	1.400,00	1.260	28.800	Destilado 1, Diésel 2, Diésel Premium, Jet Fuel, Gasolina Base Lib-Esm, Gasolina Importado, NAO, Premezcla
Tres Bocas - Pascuales	Tres Bocas - Pascuales	20,60	4.000,00	4.000	96.000	Nafta Base, Nafta de Alto Octano, Diésel 2, Destilado, Jet Fuel, G. Importada
Pascuales - Cuenca	Pascuales - La Troncal	102,00	1.938,00	1.600	46.500	Gasolina Súper, Destilado 1, Diésel 2, Diésel Premium, GLP, Premezcla
	La Troncal - Cuenca	108,00	1.283,00	950	30.800	
Tres Bocas - Fuel Oil	Tres Bocas - Fuel Oil	5,00	1.670,00	1.670	40.080	Fuel Oil
Monteverde - Chorrillo	Monteverde - Chorrillo	124,00	2.955,00	2.955	70.920	GLP
Total		1.654,42			408.780	

Nota: El total de capacidad instalada no incluye los ramales Santo Domingo - Quito, Santo Domingo - Pascuales, Ambato - Riobamba y La Troncal-Cuenca

Fuente: Gerencia de Transporte

Por otro lado, el sistema de transporte y almacenamiento de GLP a nivel nacional consta de dos poliductos y un gasoducto, cada uno con una estación de recepción y despacho. A continuación, se muestra la red de poliductos de GLP:

Cuadro 31: Poliductos GLP.

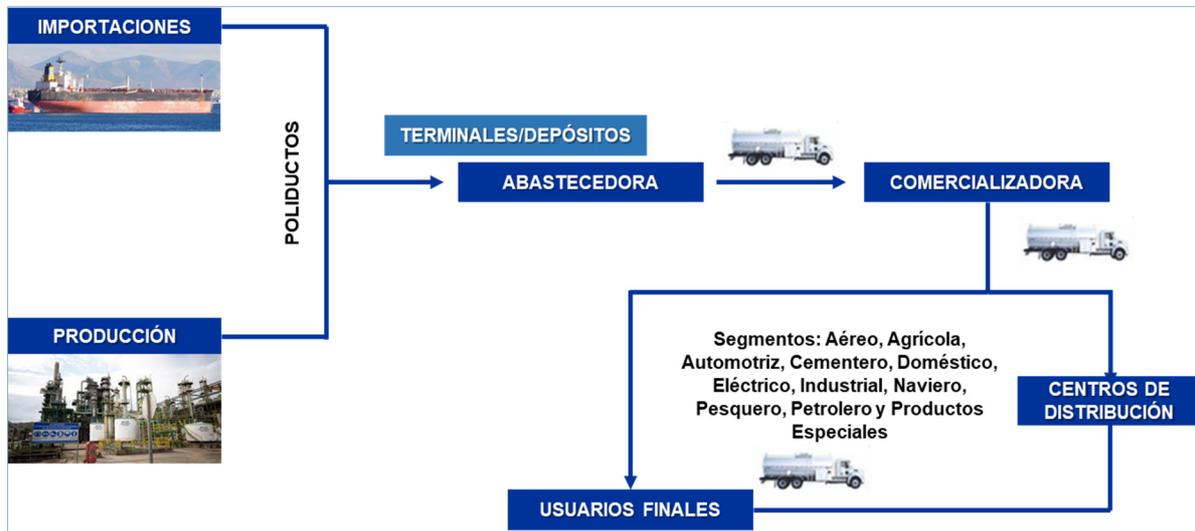
POLIDUCTOS GLP					
Poliducto	Tramos de poliductos	Longitud [km]	Caudal instalado [bph]	Caudal promedio operativo [bph]	Capacidad instalada de bombeo [bpd]
Shushufindi - Quito	Shushufindi - Quito	308,32	420,00	400	10.080
Monteverde - Chorrillo	Monteverde - Chorrillo	124,00	2.955,00	2.955	70.920
Pascuales - Cuenca	Pascuales - La Troncal	102,00	1.938,00	1.800	46.500
	La Troncal - Cuenca	108,00	1.283,00	1.000	30.800
Total		642,32			158.300

Fuente: Gerencia de Transporte

5.1.12. Comercialización Nacional

A continuación, se describe la cadena de comercialización de derivados:

Gráfico 18: Cadena de Comercialización



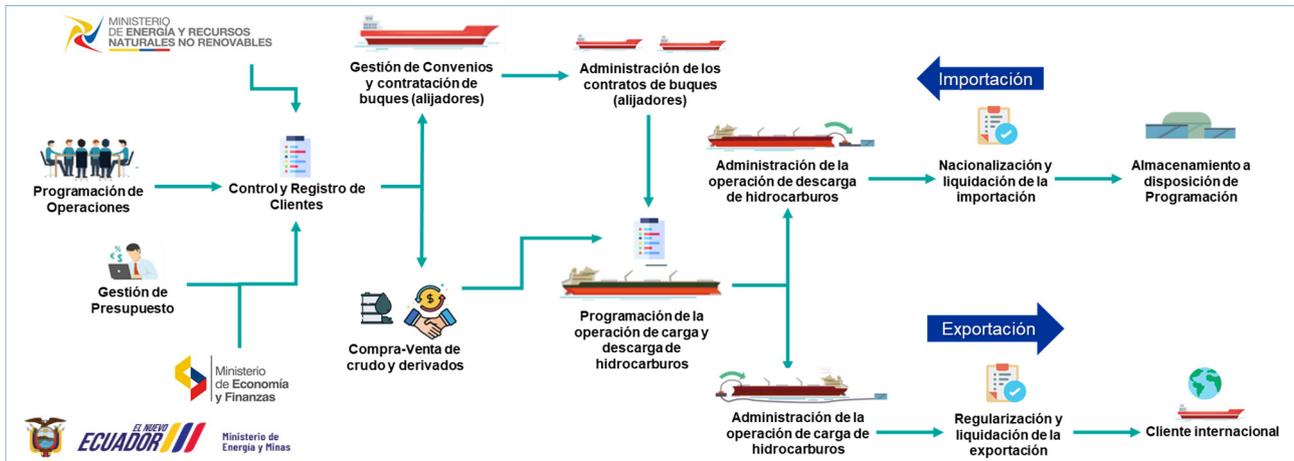
Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional.

Se comercializa los productos derivados producidos e importados a través de poliductos, mismos que tienen la particularidad de transportar varios productos incluidos el GLP a excepción del gasoducto Monteverde – Chorrillo que en la actualidad solo transporta GLP.

5.1.13. Comercialización Internacional

La comercialización externa de crudo se realiza de acuerdo con la programación establecida por el Ministerio de Energía y Minas, misma que considera la producción nacional de crudo, entrega de crudo a las refinerías y el saldo exportable. A continuación, se describe el modelo de negocio de la comercialización internacional de hidrocarburos.

Gráfico 19: Modelo de negocio comercialización internacional de hidrocarburos



Fuente: Gerencia de Comercialización Internacional.

5.1.14. Infraestructura petrolera

La infraestructura petrolera nacional de EP PETROECUADOR comprende todas sus refinerías, sus terminales de combustible, terminales marítimos, SOTE, los depósitos de combustible y sus poliductos.

Por otra parte, EP PETROECUADOR opera en 89 campos petroleros a lo largo del territorio, de los cuales 67 campos están en producción, 21 campos en no producción petrolera de la región Amazónica; y, 1 campo con producción de gas natural en la Región Litoral, conforme se presenta a continuación:

Cuadro 32: Infraestructura Petrolera

No.	Activo	Tipo	Campo
1	EDEN YUTURI - APAIKA NENKE	Producción	EDÉNYUTURI
2	EDEN YUTURI - APAIKA NENKE	Producción	DUMBIQUE
3	EDEN YUTURI - APAIKA NENKE	Producción	PAÑACocha
4	EDEN YUTURI - APAIKA NENKE	Producción	TANGAYESTE
5	EDEN YUTURI - APAIKA NENKE	Producción	TUMALISURESTE
6	EDEN YUTURI - APAIKA NENKE	Producción	APAIKANENKE
7	ITT	Producción	ITT
8	INDILLANA	Producción	INDILLANA
9	INDILLANA	Producción	ITAYA
10	INDILLANA	Producción	JIVINO
11	INDILLANA	Producción	LAGUNA
12	INDILLANA	Producción	LIMONCOCHA
13	INDILLANA	Producción	YANAQUINCHAOESTE
14	INDILLANA	Producción	YANAQUINCHAESTE
15	INDILLANA	Producción	PAKANORTE
16	INDILLANA	Producción	PAKASUR
17	INDILLANA	Producción	PALMAROESTE
18	INDILLANA	Producción	PALMERASNORTE(INCLUYTUICHYTUNTIK)
19	INDILLANA	Producción	QUINDE
20	OSO YURALPA	Producción	COCAPAYAMINO
21	OSO YURALPA	Producción	GACELA
22	OSO YURALPA	Producción	LOBO
23	OSO YURALPA	Producción	OSO
24	OSO YURALPA	Producción	MONO
25	OSO YURALPA	Producción	YURALPA
26	PALO AZUL	Producción	PALAOZUL
27	PALO AZUL	Producción	PATA
28	PALO AZUL	Producción	PUCUNA
29	AUCA	Producción	ANACONDA
30	AUCA	Producción	AUCA-AUCAESTE-CONGANORTE-CONGASUR
31	AUCA	Producción	AUCASUR
32	AUCA	Producción	CHONTAESTE
33	AUCA	Producción	CHONTASUR
34	AUCA	Producción	CONONACORUMIYACU

No.	Activo	Tipo	Campo
35	AUCA	Producción	CULEBRAYULEBRA
36	AUCA	Producción	PITALALA
37	AUCA	Producción	TORTUGASUR
38	AUCA	Producción	YUCA
39	AUCA	Producción	ARMADILLO
40	SHUSHUFINDI	Producción	DRAGO
41	SHUSHUFINDI	Producción	SHUSHUFINDI-AGUARICO
42	SHUSHUFINDI	Producción	CONDORAZO
43	LIBERTADOR	Producción	LIBERTADOR
44	LIBERTADOR	Producción	ATACAPI
45	LIBERTADOR	Producción	FRONTERA
46	LIBERTADOR	Producción	TETE-TAPI
47	LIBERTADOR	Producción	ARAZÁ
48	LAGO AGRIO	Producción	GUANTADURENO
49	LAGO AGRIO	Producción	PARAHUACU
50	LAGO AGRIO	Producción	LAGOAGRIO
51	LAGO AGRIO	Producción	BERMEJO
52	CUYABENO	Producción	CUYBENOSANSAHUARI
53	CUYABENO	Producción	VICTORHUGORUALES
54	CUYABENO	Producción	BLANCA
55	CUYABENO	Producción	TIPISHCAHUICO
56	CUYABENO	Producción	VINITA
57	SACHA	Producción	SACHA
58	AMISTAD	Producción	PACOA
59	BLOQUE 16_67	Producción	BOGICAPIRON
60	BLOQUE 16_67	Producción	AMO
61	BLOQUE 16_67	Producción	DAMI
62	BLOQUE 16_67	Producción	GINTADABO
63	BLOQUE 16_67	Producción	IRO
64	BLOQUE 16_67	Producción	WATI
65	BLOQUE 16_67	Producción	DABOSUR
66	BLOQUE 16_67	Producción	TIVACUNO
67	BLOQUE 16_67	Producción	TIVCUNOSW
68	EDEN YUTURI - APAIKA NENKE	No Producción	DUMBIQUESUR
69	EDEN YUTURI - APAIKA NENKE	No Producción	YANAHURCO

No.	Activo	Tipo	Campo
70	EDEN YUTURI - APAIKA NENKE	No Producción	APIKASUR3D
71	EDEN YUTURI - APAIKA NENKE	No Producción	MINTA
72	EDEN YUTURI - APAIKA NENKE	No Producción	NASHIÑO
73	INDILLANA	No Producción	CONCORDIA
74	INDILLANA	No Producción	NAPO
75	INDILLANA	No Producción	PAÑAYACU
76	INDILLANA	No Producción	ANGELNORTE
77	INDILLANA	No Producción	YANAQUINCHASUR
78	OSO YURALPA	No Producción	JAGUAR
79	AUCA	No Producción	BOA
80	AUCA	No Producción	ANURA
81	SHUSHUFINDI	No Producción	COBRA
82	SHUSHUFINDI	No Producción	CONDORAZOSURESTE
83	SHUSHUFINDI	No Producción	AGUARICOOESTE
84	LIBERTADOR	No Producción	SECOYAOESTE
85	LAGO AGRIO	No Producción	CRISTAL
86	LAGO AGRIO	No Producción	RUBI
87	LAGO AGRIO	No Producción	MASCAREY
88	CUYABENO	No Producción	AED
89	AMISTAD B06	Producción	AMISTAD

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción - Gerencia de Desarrollo y Optimización

La Planta de Gas Natural Bajo Alto, se encuentra ubicada en la locación de Bajo Alto, cantón El Guabo de la Provincia de El Oro, está construida con una capacidad para procesar 200 TM de gas al día y actualmente forma parte de la infraestructura petrolera, se encuentra operando en promedio al primer trimestre 2024 de 112,47 MMBTU.

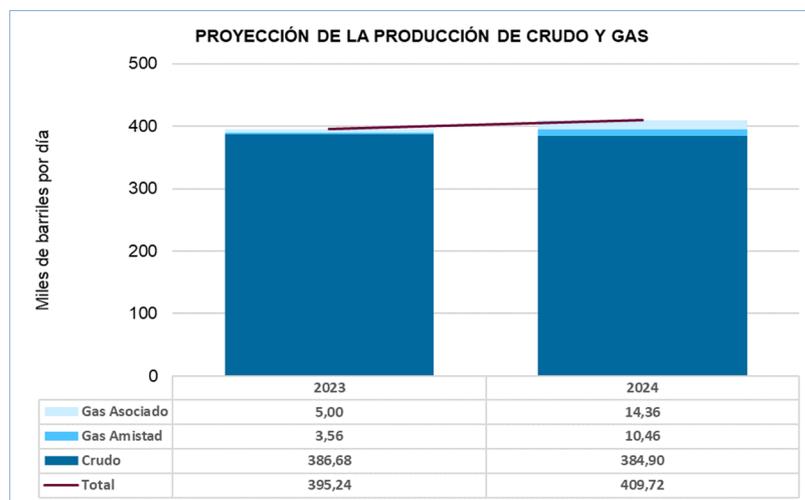
5.1.15. Proyecciones

Las proyecciones presentadas en el presente Plan oficializados por el Ministerio de Energía y Minas, podrá variar en base a las actualizaciones que oficialice.

5.1.15.1. Producción de hidrocarburos

Se estima que para el año 2024, el perfil de producción de hidrocarburos se incremente a 409.725 barriles promedio día de crudo y gas. Esto significaría un incremento del 3,7 % con respecto al año anterior.

Gráfico 20: Proyección de la producción de crudo y gas



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

Nota: La producción de crudo incluye los volúmenes del Proyecto Amazonía Viva verificados en las Actas de Fiscalización suscritas por la ARCERNNR.

Por otra parte, las proyecciones de los costos del año 2024, se estimaron con el Presupuesto 2024 y los volúmenes se obtuvieron de los Estimados Hidrocarburíferos para la Proforma del Presupuesto General del Estado 2024 y Programación Cuatrianual 2024-2027, remitidos con oficio Nro. MEM-VH-2024-0054-OF del 26 de enero de 2024 por el Ministerio de Energía y Minas.

El costo operativo del año 2024 con respecto al año 2023 tiene un incremento no significativo de 0,53%. En tanto que el costo total del año 2024 con respecto al año 2023 disminuyó en 4,23%, esto debido a que existe una disminución en el presupuesto aprobado para el año 2024 en el CAPEX de 6,00%, un incremento en el OPEX de 1,69% y un incremento de producción en 1,16% para el año 2024.

A continuación, se presenta los Costos Operativo y Total del año 2023 y del año 2024 (proyectado):

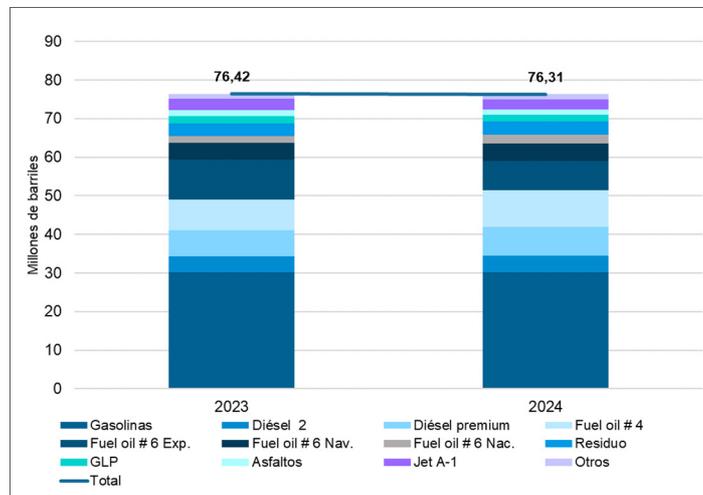
Cuadro 33: Costo total por barril de petróleo crudo.

COSTOS OPERATIVO Y COSTO TOTAL (USD por barril)		
Detalle	2023	2024
Costo Operativo	8,52	8,57
Costo Total	22,81	21,85

Fuente: Subgerencia de finanzas

5.1.15.2. Producción y demanda de derivados

Gráfico 21: Proyección de la producción nacional de derivados



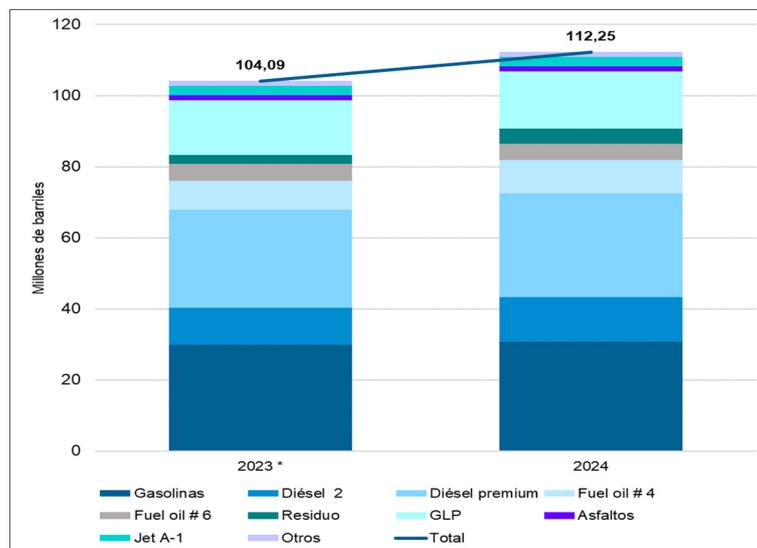
Fuente: Gerencia de Refinación

La producción nacional de derivados alcanzará los 76,31 millones de barriles, 0,1% menor que el año 2023, cifras que podrían variar en función a la operatividad de los centros de refinación, retrasos en los arribos de las importaciones por mal tiempo (clima), incumplimiento de parámetros de calidad, problemas en el transporte de combustibles vía marítima, entre otros.

Se proyecta la demanda de derivados de 112,24 millones de barriles, tomando en cuenta que las proyecciones realizadas se basan en supuestos y son susceptibles de variaciones en el corto y mediano plazo debido a diversos factores que inciden en el comportamiento de la demanda como: situaciones de emergencia, política de precios, subsidios, dependencia de escenarios hidrológicos en el sector eléctrico (CENACE), precios y marcadores internacionales para el sector naviero; así como también imprevistos y situaciones no programadas en Refinerías, Terminales y Depósitos, entre otros.

Con Oficio Nro. CENACE-CENACE-2023-0593-O de fecha 16 de agosto de 2023, el Director Ejecutivo del CENACE remitió la estimación de requerimientos de combustibles (Diésel, Fuel Oil, Residuo y Gas Natural) para el sector eléctrico período septiembre 2023 - junio 2025; así también, el Director de Análisis y Prospectiva Eléctrica mediante Oficio Nro. MEM-DAPE-2023-0111-OF de 30 de octubre de 2023, remitió la proyección de la demanda de combustibles para el sector eléctrico del periodo julio 2025 - diciembre 2027.

Gráfico 22: Proyección de la demanda interna de derivados



Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional.

A continuación, se detalla la estimación del consumo promedio de los combustibles por sector para el año 2024, siendo el sector automotriz el de mayor consumo con un promedio de 56,26 millones de barriles.

Cuadro 34: Proyección de consumo promedio de combustibles por sectores.

CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLES POR SECTORES [MMbbls]	
Sector	2024
Aéreo	2,76
Agrícola	0,29
Automotriz	56,26
Cementero	0,38
Doméstico	14,30
Eléctrico	12,48
Industrial	10,16
Naviero	11,13
Pesquero	1,53
Petrolero	2,79
Productos Especiales	0,16
Total	112,25

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional.

Para satisfacer el mercado nacional de derivados, se proyecta importar 68,68 millones de barriles; el Diésel Premium es el producto que más se importa; por otra parte, la importación de derivados depende del crecimiento de la demanda y de los paros programados en refinerías, aspecto que incide en los consumos de dicho producto en la demanda de hidrocarburos.

Cuadro 35: Proyección de la importación de derivados.

IMPORTACIÓN DE DERIVADOS [MMbbls]		
Producto	2023	2024
Diésel 2	6,75	8,40
Diésel premium	21,07	21,56
Diésel 2 (Diluyente)	4,38	3,08
Nafta Alto Octano	12,68	14,16
Nafta Bajo Octano	7,50	6,79
GLP	13,56	14,66
AVGAS	0,04	0,04
Jet A-1	0,09	
Total	66,08	68,69

Fuente: Jefatura Corporativa de Programación y Coordinación Operativa

En cuanto al almacenamiento de derivados, para el año 2024 se proyecta la siguiente capacidad:

Cuadro 36: Proyección de la capacidad de almacenamiento de derivados.

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE DERIVADOS [Mbls]	
Terminal / Depósito	2024
Terminal Pascuales	995,48
Depósito Baltra	22,92
Terminal Fuel Oil	112,13
Depósito La Toma (Loja)	4,99
Terminal Cuenca	211,73
Terminal La Troncal	133,35
Terminal Barbasquillo (Manta)	148,18
Estación Tres Bocas	2,09
Terminal La Libertad	1,06
Cabecera La Libertad	284,19
Terminal Ambato	131,24
Terminal Riobamba	70,92
Terminal Beaterio	693,27
Terminal Santo Domingo	248,32
Cabecera Esmeraldas	439,80
Cabecera Shushufindi	0,00
Subtotal de productos limpios	3.499,67
El Chorrillo	166,23
Cuenca	0,00
La Troncal	37,47
Monteverde	51,90
Oyambaro	26,20
Esmeraldas	1,32
La Libertad	1,05
Shushufindi	1,18
Subtotal GLP	259,15
Total	3.758,82

Fuente: Gerencia de Transporte

El cálculo de los costos operativos del año 2024 se proyecta tomando como base los costos y gastos de las actividades de Refinación de Derivados, Transporte y Almacenamiento de Crudo y Derivados, y Comercialización Interna de Derivados correspondientes al Presupuesto 2024 remitido por la Jefatura Corporativa de Planeación Financiera y Presupuesto, además se incluyó una proyección de los valores correspondientes a las depreciaciones y amortizaciones; la información volumétrica corresponde a los Estimados Hidrocarburíferos para la Proforma del Presupuesto General del Estado 2024 y Programación Cuatrianual 2024-2027, remitidos con oficio Nro. MEM-VH-2024-0054-OF del 26 de enero de 2024 por el Ministerio de Energía y Minas.

Cuadro 37: Proyección de los costos operativos por barril

COSTOS OPERATIVOS [USD por barril]		
Actividad	2023	2024
Refinación de derivados	6,108	6,792
Transporte y almacenamiento de crudo	0,837	1,016
Transporte y almacenamiento de derivados	2,448	2,705
Comercialización interna de derivados	2,221	2,347

Nota: Los costos a diciembre 2023 incluyen gasto administrativo.

Fuente: Subgerencia de Finanzas - Jefatura de Costos

El incremento en los costos de las actividades del año 2024 con respecto al año 2023 corresponden a refinación en un 11%, de transporte de crudo en un 21%, de transporte de derivados en un 10% y comercialización interna en un 6%, se debe básicamente a los valores presupuestados de costos y gastos del año 2024.

5.1.15.3. Inversiones, costos y gastos

La inversión que se proyecta para el año 2024 es de 1.936,73 millones de dólares, el área que mayor inversión representa es la Gerencia de Exploración y Producción con el 96,67% del presupuesto.

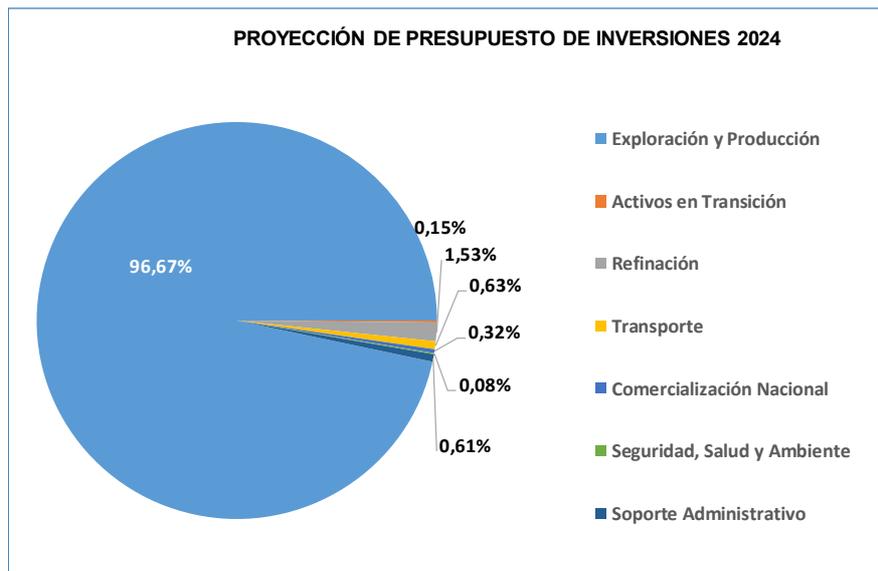
Cuadro 38: Proyección de Inversiones - CAPEX 2024

INVERSIONES [Millones de USD]	
Concepto	2024
Exploración y Producción	1.872,15
Activos en Transición	2,93
Refinación	29,67
Transporte	12,26
Comercialización Nacional	6,28
Seguridad, Salud y Ambiente	1,55
Soporte Administrativo	11,90
Total	1.936,73

Nota: Cifras Presupuesto 2024 (Conformidad MEF).

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Gráfico 23: Proyección de presupuesto de inversiones - CAPEX 2024



Fuente: Subgerencia de Finanzas

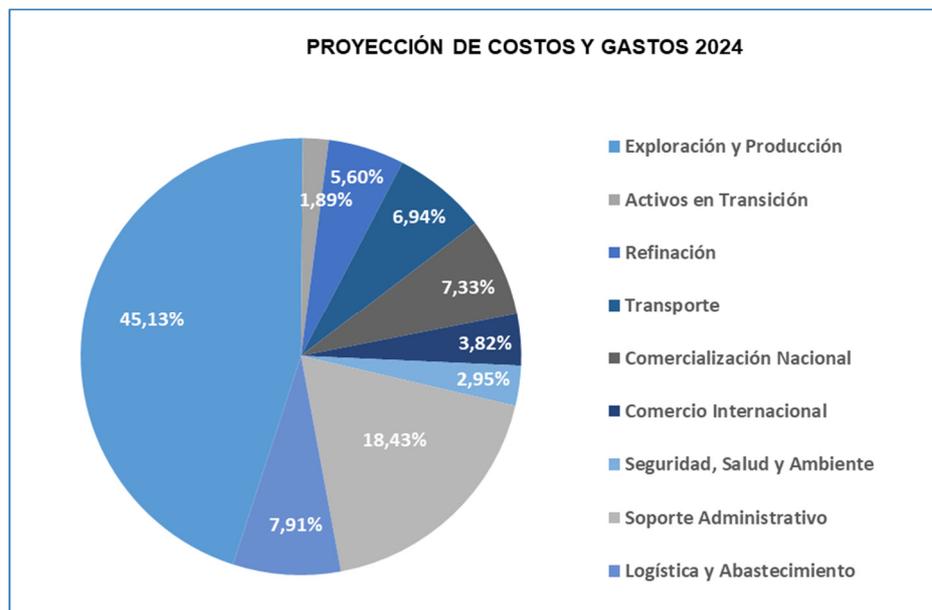
Respecto de los costos y gastos operativos, se puede observar que para el año 2024, se espera un monto de 2.237,80 millones de dólares, en el que a la Gerencia de Exploración y Producción le corresponde el mayor presupuesto de costos y gastos asignados, representando el 45,13%.

Cuadro 39: Proyección de costos y gastos - OPEX 2024

COSTOS Y GASTOS [Millones de USD]	
Concepto	2024
Exploración y Producción	1.009,97
Activos en Transición	42,25
Refinación	125,23
Transporte	155,25
Comercialización Nacional	164,14
Comercio Internacional	85,57
Seguridad, Salud y Ambiente	66,03
Soporte Administrativo	412,38
Logística y Abastecimiento	176,96
Total	2.237,80

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Gráfico 24: Proyección de costos y gastos - OPEX 2024



Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Cuadro 40: Presupuesto Total 2024

PROYECCIÓN PRESUPUESTO [Millones de USD]	
Concepto	2024
Costos y Gastos	2.237,80
Inversiones	1.936,73
Transferencia PGE*	3.298,14
Cuenta - CFDD	6.575,39
Total	14.048,05

Nota: Cifras Presupuesto 2024 (Conformidad MEF).

*Diferencia matemática entre Ingresos y Egresos para alcanzar el equilibrio presupuestario; el mismo que está sujeto a la variación de los precios de exportación de crudo y derivados del mercado internacional.

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Mediante Resolución No. PETRO-PGG-2024-0118-RSL de 3 de septiembre de 2024, se realizó la reprogramación presupuestaria del Presupuesto entre las líneas de CFDD y Transferencia PGE.

Cuadro 41: Resumen de proyecciones.

RESUMEN DE PROYECCIONES		
Año	2023 *	2024
Producción total de hidrocarburos (crudo y gas) [MMbpce]	144,26	149,96
Total de producción nacional de derivados [MMbbls]	76,42	76,31
Total de demanda interna de derivados [MMbbls]	104,09	112,25
Total de inversiones [Millones USD]	2.066,70	1.936,73
Total de costos y gastos [Millones USD]	2.222,48	2.237,80
Total de pozos a perforar	120	156
Total de workover de inversión	72	49
Costos operativos de producción [USD/bbl]	8,52	8,57
Costos totales de producción [USD/bbl]	22,81	21,85
Costos operativos de refinación de derivados [USD/bbl]	6,10	6,79
Costos operativos de transporte y almacenamiento de crudo [USD/bbl]	0,83	1,01
Costos operativos de transporte y almacenamiento de derivados [USD/bbl]	2,44	2,70
Costos operativos de comercialización interna de derivados [USD/bbl]	2,22	2,34

(*): Cifras reportadas 2023 y proyección 2024

Fuente: Unidades Operativas - EP PETROECUADOR

Elaborado: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

6. PLANIFICACIÓN DE EXPANSIÓN

Estrategias de Expansión

A continuación, se presentarán las 24 estrategias con las que cuenta la empresa, de las

cuales se resaltan las estrategias de expansión.

Cuadro 42: Estrategias Empresariales y Expansión.

ESTRATEGIAS EMPRESARIALES Y EXPANSIÓN	
Objetivo Estratégico	Estrategia
1. Mantener la sostenibilidad financiera	1.1 Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados.
	1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.
	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.
	1.4 Promover estrategias, proyectos y acciones que viabilicen el ingreso al mercado de capitales, mejoren la imagen corporativa y aumenten el valor de la empresa, incrementando su competitividad en el mercado nacional e internacional
2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2.1 Reactivar la actividad exploratoria (estudios) (EXPANSIÓN)
	2.2 Analizar la factibilidad de implementar Recuperación Mejorada en los campos existentes. (EXPANSIÓN)
3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	3.1 Ejecutar Cambios de zonas y ejecuciones duales por años
	3.2 Optimizar los esquemas de producción de los campos. (EXPANSIÓN)
4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.1 Gestionar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos.
	4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.
	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.
5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarburíferas. (EXPANSIÓN)
6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar y Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento. (EXPANSIÓN)
	6.2 Incrementar el nivel de transparencia en el manejo de la empresa.
	6.3 Implementar y fortalecer el modelo de gestión social a través del Programa de Relaciones Comunitarias para coadyuvar con el normal desarrollo y operatividad continua de las actividades de la empresa.
	6.4 Optimización de la gestión energética (EXPANSIÓN)
	6.5 Gestión de producción más limpia (EXPANSIÓN)
	6.6 Consolidar el proceso de Transformación Empresarial a través de la aplicación de las mejores prácticas de buen gobierno corporativo y gestión del cambio, en conjunto con las Unidades Orgánicas de la Empresa y de ser pertinente, con otras entidades públicas y privadas a nivel nacional e internacional.
7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.1 Reforzar la aplicación de las normas de seguridad industrial y salud ocupacional en las operaciones.
	7.2 Minimizar el impacto ambiental de las actividades hidrocarburíferas.
	7.3 Aplicar programas de restauración de áreas afectadas por fuentes de contaminación a fin de mejorar las condiciones ambientales de las zonas de influencia de la EP PETROECUADOR.
	7.4 Mejorar los sistemas de gestión seguridad, salud y ambiente en las operaciones de la empresa conforme los estándares ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018.

ESTRATEGIAS EMPRESARIALES Y EXPANSIÓN	
Objetivo Estratégico	Estrategia
8. Fortalecer las capacidades institucionales	8.1 Promover el desarrollo permanente del talento humano.
	8.2 Fortalecer el modelo de gestión del talento humano.

Fuente: EP PETROECUADOR

Las estrategias del objetivo **“Mantener la Sostenibilidad financiera”**, tienen como finalidad proveer de datos presupuestarios de ingresos, gastos, inversiones y costos operativos de manera periódica a las autoridades internas y entes de control externos, cuyo propósito es realizar una eficiente gestión presupuestaria y optimizar los recursos.

Las estrategias de los objetivos **“Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos”** e **“Incrementar la producción de petróleo y de gas natural”**, corresponde a las actividades de perforación de nuevos pozos exploratorios, nuevas conversiones y perforaciones a pozos inyectores, apertura de nuevos intervalos con acumulación de gas natural, nuevas completaciones de pozos, así como equipos inteligentes para el control de cortes de agua y optimización en sistemas de levantamiento artificial; mismas que incrementarían la producción y reservas de hidrocarburos.

Para la aplicación de las Estrategias del objetivo **“Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos”**, se realizan reuniones semanales de Monitoreo y Programación de Terminales Marítimos y Poliductos con las áreas de Transporte, Refinación y Programación Operativa, así como también con el CENACE (sector eléctrico), para determinar las condiciones operativas que permitan mantener el abastecimiento del mercado nacional, y prever la disponibilidad de productos ante factores internos y externos que afecten las operaciones de la empresa.

Las estrategias del objetivo **“Incrementar las actividades de comercio internacional”**, cuyo fin es ampliar su portafolio de clientes / proveedores, con la finalidad de incrementar la participación en los distintos concursos internacionales de ofertas para la compra venta de hidrocarburos, con acciones como reuniones con empresas refinadoras de renombre internacional y reformas en los términos y condiciones de concursos.

En el objetivo **“Incrementar la eficiencia empresarial”**, las estrategias buscan optimizar y monitorear los sistemas de producción de crudo y derivados, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos, para mantener la operatividad, identificando las amenazas y tomando acciones correctivas con oportunidad, garantizando el abastecimiento de derivados a nivel nacional, así como cumpliendo con los compromisos de exportación de hidrocarburos a nivel internacional.

Además, contar con procesos de contratación de bienes, servicios y personal transparentes para atraer proveedores calificados ejecutando procesos adecuados que permitan la optimización de recursos, con una adecuada ejecución presupuestaria destinada al incremento de la producción. Adicionalmente mantener acercamientos con las comunidades asentadas dentro del área de influencia.

Las estrategias del objetivo **“Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia”**, tienen como función la aplicación de normas de seguridad industrial, salud y ambiente permitiendo el control de los eventos no deseados, cumpliendo con el marco legal vigente; así como la eliminación de pasivos ambientales, que cumple con estándares internacionales demostrado en las certificaciones ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018 que mantiene vigentes cuyo alcance se amplía periódicamente.

En el objetivo **“Fortalecer las capacidades institucionales”**, las estrategias están encaminadas a incrementar las competencias laborales de los funcionarios de la EP PETROECUADOR, mediante el levantamiento de necesidades de capacitación tanto técnicas como administrativas, en este sentido, se realizan constantes eventos de capacitación que permiten el mejor desarrollo en las actividades empresariales, fortaleciendo el modelo de gestión de Talento Humano.

Convenios y capacidad asociativa

La Matriz de Convenios y capacidad asociativa de la EP PETROECUADOR se encuentra detallada en el Anexo 1.

Situación en filiales, unidades de negocio, subsidiarias u otras empresas

La EP PETROECUADOR, posee al 31 de diciembre de 2023, dos empresas Subsidiarias de Economía Mixta en la cuales tiene la siguiente participación accionaria:

Cuadro 43: Integración de Capital en Subsidiarias de EP PETROECUADOR.

INTEGRACIÓN DE CAPITAL EN SUBSIDIARIAS			
Subsidiaria	Razón Social	Participación [%]	Capital accionario al 31/12/2022 [USD]
CEM AUSTROGAS	COMPAÑÍA DE ECONOMÍA MIXTA AUSTROGAS	70,65%	6.863.493,00
CEM LOJAGAS	COMPAÑÍA DE ECONOMÍA MIXTA LOJAGAS	7,42%	188.364,00

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

6.1.1. CEM AUSTROGAS

El 14 de septiembre de 1979, se constituye la Compañía de Economía Mixta AUSTROGAS en la ciudad de Cuenca, cuyo accionista mayoritario fue la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), junto a empresarios visionarios de la ciudad, cuyo objeto social, según sus estatutos vigentes, dice:

“La Compañía tiene como objeto envasar y comercializar gas licuado de petróleo (GLP) y Gas Natural, destinado al abastecimiento del consumo nacional, para lo cual podrá transportar y almacenar este producto en las cantidades requeridas para asegurar la normal y continua actividad, pudiendo celebrar además, toda clase de actividades civiles y mercantiles que tengan relación con el objeto social de la compañía de acuerdo a lo dispuesto en la Ley Orgánica de Empresas Públicas, Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública y demás leyes vigentes”

El máximo órgano de administración es la Junta General de Accionistas, luego se encuentra el Directorio de la Empresa y el Gerente General.

La planta de Almacenamiento y Envasado comercializa GLP para uso doméstico e industrial envasado en cilindros identificados con el color blanco hueso o Beige Pistacho con válvula tipo Kosan de 22 milímetros en presentaciones de 3, 5, 10,15 y 45 kg. con GLP tipo

industrial y 15 kg. con GLP tipo doméstico. Este producto se comercializa en las provincias del Azuay, Cañar, Galápagos, Morona Santiago (Taisha) y Guayas (Puná), bajo la marca Austrogas.

La Compañía Austrogas también tiene presencia en la provincia de Los Ríos, mediante una planta de almacenamiento en la ciudad de Ventanas, de la cual se realizaba el abastecimiento de GLP para secado agrícola mediante cisternas, y al sector doméstico mediante cilindros.

Otro de los mercados que abastece son los clientes al granel en el Segmento Agroindustrial, Industrial, Residencial y Doméstico.

A diciembre de 2023, la empresa está conformada por 52 accionistas y los principales son:

- EP PETROECUADOR quien tiene una participación de 70,65% del capital total de la empresa, ENI ECUADOR S.A con un 13,38% de capital y COMERCIAL PACHECO MORA S.A. con el 6,40%

Los demás accionistas poseen menos del 1 % de participación del capital de la Empresa, sin embargo, son en número 49.

Cuadro 44: Resultados y utilidades CEM AUSTROGAS.

RESULTADOS Y UTILIDADES CEM AUSTROGAS		
Año	Utilidades Generadas (USD)	Utilidades pagadas EP Petroecuador (USD)
2018	1.243.931,23	439.401,70
2019	1.065.957,62	758.068,03
2020	980.536,05	346.360,96
2021	1.595.851,41	563.712,91
2022	1.340.933,49	473.666,60

Nota: Año 2023 en proceso cierre balances
Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

6.1.2. Subsidiaria CEM LOJAGAS

LOJAGAS fue constituida en la ciudad de Loja el 8 de diciembre de 1990, en un esfuerzo conjunto entre 80 inversionistas locales y la Empresa Estatal Petrocomercial con el objetivo de racionalizar las actividades de envasado y comercializado de gas licuado de petróleo (GLP) en el país. Lojagas es una Compañía de Economía Mixta creada para la comercialización de GLP en las provincias de Loja y Zamora Chinchipe.

El 1 de octubre de 1991, Lojagas inició sus operaciones en la planta envasadora en la Ciudad de Catamayo, 35 km de la capital de la provincia de Loja, desde entonces la compañía ha logrado fortalecer su infraestructura operativa efectuando grandes inversiones en tecnificación y modernización de sus instalaciones de Loja y Catamayo, pensando siempre en la seguridad y beneficio de sus clientes.

La Compañía tiene como objeto social:

- Envasar y comercializar gas licuado de petróleo (GLP), para lo cual podrá transportar y almacenar este producto en las cantidades requeridas para asegurar la normal y continua actividad.
- Producir, almacenar, comercializar y distribuidor cualquier otro producto derivado del petróleo.
- Producir, comercializar y/o distribuidor artículos o bienes relacionados con las actividades señaladas en los dos literales anteriores.
- Realizar toda actividad de importación, exportación, agencias y representaciones, especialmente en lo que se refiere a derivados de petróleo y productos afines.
- En general, la Compañía podrá realizar toda clase de actividades civiles o mercantiles que tengan relación con el objeto social de la Compañía y sean permitidos por las leyes del país.

Lojagas en la actualidad lidera los mercados de GLP en las provincias de Loja y Zamora Chinchipe. Posee dos licencias ambientales y planes de manejo ambiental vigentes para:

- Transporte, almacenamiento y manejo de GLP de la comercializadora CEM Lojagas, segmento instalaciones centralizadas de GLP, ubicada en la provincia de Loja.
- Operación y mantenimiento de las instalaciones de abastecimiento, almacenamiento

y envasado de GLP, de propiedad de Lojagas, ubicada en el Cantón Catamayo.

El máximo órgano de administración de la CEM es la Junta General de Accionistas, luego se encuentra el Directorio de la Empresa y el Gerente General.

Al 31 de diciembre de 2022, el capital social está representado por 2.537.780 acciones ordinarias y nominativas de USD 1,00 cada una, teniendo la EP PETROECUADOR una participación minoritaria del 7,42%.

Cuadro 45: Resultados y utilidades CEM - LOJAGAS

RESULTADOS Y UTILIDADES CEM LOJAGAS			
Año	Utilidades Generadas (USD)	Impuesto a la Renta (USD)	Utilidades Neta (USD)
2017	401.445,20	89.522,23	251.706,79
2018	404.154,54	104.104,07	233.068,83
2019	353.779,85	106.467,50	234.898,32
2020	461.876,67	125.008,38	315.082,86
2021	137.830,91	73.062,91	65.248,37
2022	267.881,16	128.640,36	135.511,40

Nota: Año 2023 en proceso cierre balances
Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

7. PLANIFICACIÓN DE INVERSIÓN

Programas y Proyectos de Inversión

Los valores de presupuesto 2024 registrados en el anexo 2 corresponden netamente a los proyectos de inversión por un monto de USD 498 MM, sin considerar activos fijos y pagos de consorcios cuyo monto asciende a USD 1.439 MM por no corresponder a la gestión de proyectos. El monto total de las inversiones es de USD 1.937 MM.

La Gerencia de Exploración y Producción registra la inversión mediante AFP (Autorización de Fondo para Proyectos) los cuales dependiendo de su locación o bloque son asociados a Programas que se encuentran reportados en el presente documento.

Hay que recalcar que este presupuesto está elaborado acorde al techo presupuestario

asignado por el Ministerio de Economía y Finanzas:

Cuadro 46: Resumen Proyectos de Inversión

RESUMEN PROYECTOS DE INVERSIÓN		
Objetivo estratégico empresarial	# Proyectos	Presupuesto 2024 Cifras en Millones USD
Incrementar la producción de petróleo y de gas natural.	9	488,15
Mantener la sostenibilidad financiera	11	4,21
Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas operación e influencia.	2	0,30
Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	10	4,83
TOTAL	32	497,49

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión - Jefatura PMO

En el Anexo 2, se mostrará el detalle de la inversión propuesta como de la inversión en ejecución. El área de Exploración y Producción y la Unidad de Activos en Transición, incluye proyectos de arrastre y nuevos, con actividades que aportan a los programas vigentes cuyo resultado será, el mantenimiento e incremento de la producción.

En el caso del portafolio de inversiones de la Gerencia de Refinación se han retirado del portafolio los siguientes proyectos:

- **13RI35 Rehabilitación del Sistema Eléctrico e Instrumentación de Refinería Esmeraldas**

El 10 de noviembre de 2022 se suscribe al ACTA Nro. 2022762 ACTA DE TERMINACIÓN POR MUTUO ACUERDO DEL CONTRATO No. 2014027 Y SU COMPLEMENTARIO No. 20150029 entre el Gerente de Refinación y la empresa MMR Group Inc.

- **18RI17 Readecuación del edificio para la Intendencia Técnica y de Proyectos Operativos de RLL**

Se encuentra en proceso de aprobación de los estudios definitivos, una vez se cuente con este documento se incluirá en el portafolio de inversiones.

- **Construcción de hangar para equipo pesado de RLL**

Se encuentra en proceso de aprobación de los estudios definitivos, una vez se cuente con este documento se incluirá en el portafolio de inversiones.

- **18RI31 Unidad de atención laboral integral de Refinería La Libertad de EP PETROECUADOR**

Se encuentra en proceso de aprobación de los estudios definitivos, una vez se cuente con este documento se incluirá en el portafolio de inversiones.

- **18RI22 Construcción y puesta en operación del Tanque N°. 4 de 50.000 bls de Diésel 2 en RLL**

La obra se encuentra ejecutada al 100% y se ha suscrito el acta de entrega recepción provisional REF No. 2023820 el 23 de noviembre de 2023.

- **19RI02 Reemplazo y puesta en operación del Tanque Y-T8012B (TQ 5) de Diesel Premium, Capacidad 56.500 BLS**

La obra se encuentra ejecutada al 100% y se ha suscrito el acta de entrega recepción provisional REF No. 2023829 el 27 de noviembre de 2023.

Para el presente año se incluye un proyecto nuevo, la “Repotenciación del centro de gestión de desechos del bloque 57 Shushufindi” de la Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente cuyo objetivo es la optimización de los recursos para la reducción de gastos en la gestión de los desechos generados y la implementación de un sistema integral, para el cumplimiento de la legislación ambiental, acorde a la normativa de EP PETROECUADOR.

El Programa Perforación de Nuevos Pozos de la Gerencia de Exploración y Producción se cambia de nombre a Perforación, dado que este abarca todas las tareas relacionadas a esta actividad, sin afectar los objetivos y tareas planificadas originalmente.

8. PLAN FINANCIERO

La planificación descrita en el presente Plan, se estableció de acuerdo a la proforma del presupuesto 2024, el mismo que cuenta con la Conformidad del Ministerio de Economía y Finanzas remitido mediante Oficio No. MEF-SRF-2024-0245-O de 12 de abril de 2024.

En caso de presentarse cambios en los estimados y en el techo presupuestario emitido por el Ministerio de Economía y Finanzas y aprobado en la Proforma General del Estado, se procederá a la actualización de los instrumentos de planificación.

Objetivo Empresarial - Perspectiva Financiera

La EP PETROECUADOR tiene dentro de su Plan Estratégico en lo referente a la perspectiva financiera el **Objetivo Estratégico 1 “Mantener la sostenibilidad financiera”** mediante el cual se busca incrementar ingresos y optimizar costos, el cual será el punto de partida para fortalecer el estatus financiero y así poder incursionar en nuevos proyectos. Todo esto deberá realizarse bajo un esquema de eficiencia en las operaciones y en el uso de los recursos.

Para alcanzar el cumplimiento de este objetivo, se han establecido las siguientes estrategias:

- 1.1 Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados.
- 1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.
- 1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.

Supuestos

En cumplimiento de la normativa legal, políticas, objetivos empresariales y con el afán de tener un instrumento que posibilite gestionar en forma organizada, de fácil manejo y comprensión, los ingresos, gastos y financiamiento de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR, alineados al Plan Estratégico de la Empresa y las políticas públicas del Ecuador, sustentadas en los ejes del sector hidrocarburífero: ser productivos, ser soberanos, ser inclusivo y ser sostenibles; se articulan las propuestas de acción y producción, con la estimación y proyección cuantificada en términos monetarios de los ingresos y egresos de las principales actividades del giro de negocio de la Empresa.

El presupuesto cuenta con atributos que vinculan los objetivos del Plan Estratégico de la Empresa, con la administración de sus recursos financieros; y, responde a la estructura institucional, conformada por las gerencias operativas y de soporte administrativo.

Para la elaboración del Presupuesto 2024, se consideraron los siguientes supuestos:

Cuadro 47: Principales parámetros de cálculo

PRINCIPALES PARÁMETROS		
Concepto	Unidad	Año 2023 (US\$)
Precio de Exportación Crudo	USD/BLS	66,71
Precio de Exportación Fuel Oil N° 6	USD/BLS	62,78
Precio Promedio Venta Interna de Derivados (Sin Impuestos)	USD/BLS	62,06
Precio de Venta Gas Natural Sector Eléctrico	USD/MMBTU's	3,84
Precio de Venta Gas Natural Sector Industrial	USD/MMBTU's	6,70
Precio Venta de Lubricantes	USD/GLS	11,82
Precio Venta de Azufre	USD/KG	0,04

Nota: Principales parámetros Presupuesto 2024

Fuente: Subgerencia de Finanzas

Supuestos Proforma Presupuesto de Ingresos:

Los volúmenes considerados para la estimación de los Ingresos Operativos, corresponden a los Estimados Hidrocarburíferos 2024, remitidos por el Ministerio de Energía y Minas mediante Oficio No. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024.

Los precios de exportación de crudo fueron remitidos por el Ministerio de Economía y Finanzas con Oficio No. MEF-VGF-2023-0403-O de 04 de diciembre de 2023 y los precios de exportación de derivados corresponden a los enviados por el Ministerio de Economía y Finanzas, mediante correo electrónico de fecha 15 de junio de 2023.

Los precios de venta interna de derivados corresponden al promedio ponderado de la ejecución real del período enero - diciembre de 2023.

Supuestos Proforma Presupuesto de Costos, Gastos e Inversiones (Opex y Capex):

Para la programación presupuestaria de Opex y Capex se consideraron las cifras conforme a la proforma presupuestaria 2024, con base a los requerimientos y las necesidades prioritarias identificadas por las áreas operativas y administrativas.

Supuestos Proforma Presupuesto de CFDD:

De la misma manera; para el Presupuesto 2024 de la Cuenta de Financiamiento de Derivados Deficitarios (CFDD), se considera el valor remitido por el Ministerio de Economía

y Finanzas, para financiar los requerimientos de las Gerencias de Comercio Internacional para la importación de derivados y, Transporte para la compra de Etanol Anhidro.

Supuestos Presupuesto de la línea “Transferencia PGE”:

La línea “Transferencia PGE”, corresponde a la diferencia matemática entre los ingresos totales y los egresos por costos y gastos e inversiones y CFDD para llegar al Equilibrio Presupuestario, la cifra depende de los precios de exportación de crudo y derivados en el mercado internacional y el comportamiento de la oferta y demanda interna de derivados. Adicionalmente; cabe señalar que, la línea de “*Transferencia PGE*” no considera los valores por consumo interno de derivados de la EP PETROECUADOR, Ley CTA y otros egresos que se registran por parte del ente rector de las finanzas públicas.

Estado de Situación Proyectado

El Estado de Situación Proyectado considera los estados financieros de la EP PETROECUADOR.

Cuadro 48: Proyección del estado de situación de EP PETROECUADOR.

PROYECCIÓN DEL ESTADO DE SITUACIÓN 2024 [Millones de USD]			
Concepto	2024	2023	Variación 2024-2023
Activos			
Activos corrientes	4.215,43	4.201,67	0,33%
Efectivo y equivalentes de efectivo	403,37	412,44	-2,20%
Cuentas comerciales por cobrar, neto	1.571,14	1.371,35	14,57%
Cuentas por cobrar relacionadas, netas	718,77	1.234,37	-41,77%
Créditos fiscales	25,30	36,32	-30,35%
Anticipos corrientes - bienes	456,18	290,91	56,81%
Pagos anticipados corrientes - servicios	214,28	14,48	1379,81%
Inventarios, netos	826,40	841,80	-1,83%
Activos no corrientes	16.544,67	15.791,33	4,77%
Pagos anticipados-contratación servicios	8,35	44,34	-81,18%
Propiedades, planta y equipo, neto	9.437,74	8.685,73	8,66%
Inversiones largo plazo	123,92	123,92	0,00%
Otros activos financieros a largo plazo	6.959,71	6.920,00	0,57%
Derechos de uso de activos - Arriendos	14,38	15,97	-10,00%
Intangibles	0,58	1,37	-57,82%
Total Activos	20.760,10	19.993,00	5,10%
Pasivos			
Pasivos corrientes	2.995,61	3.093,42	-3,16%
Préstamos y financiamientos corto plazo	0,00	0,00	0,00%
Obligaciones por arriendos a corto plazo	15,00	16,67	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	1.169,88	1.591,59	-26,50%
Impuestos por Pagar	97,53	212,64	-54,13%
Beneficios a empleados a corto plazo	85,09	113,08	-24,75%
Provisiones	1.628,11	1.159,44	40,42%
Pasivos no corrientes	598,44	1.108,63	-46,02%
Préstamos y Financiamientos de largo plazo	0,00	0,00	0,00%
Beneficios a empleados	380,73	879,46	-56,71%
Obligaciones por arriendos a largo plazo	0,94	0,99	-4,81%
Provisiones Largo Plazo	216,77	228,18	-5,00%
Total Pasivos	3.594,05	4.202,05	-14,47%
Patrimonio			
Capital pagado	3.012,88	3.012,88	0,00%
Otras partidas patrimoniales	-1.687,90	-1.687,90	0,00%
Otras reservas	20.147,03	19.492,56	3,36%
Resultados acumulados años anteriores	-6.778,93	-8.259,04	-17,92%
Resultado del ejercicio	2.472,97	3.232,46	-23,50%
Total Patrimonio	17.166,05	15.790,95	8,71%
Total Pasivos + Patrimonio	20.760,10	19.993,00	3,84%

Fuente: Subgerencia de Finanzas - Jefatura Corporativa de Gestión Contable

Flujo de Caja

Cuadro 49: Flujo de caja proyectado 2024

FLUJO DE CAJA PROYECTADO ESTIMADO 2024 [Millones de USD]					
Actividad	I TRIMESTRE	II TRIMESTRE	III TRIMESTRE	IV TRIMESTRE	TOTAL 2024
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN E INVERSIÓN					
Venta interna de derivados a precios nacionales	1.667,14	1.712,73	1.758,92	1.734,37	6.873,16
Recuperación de costos, gastos e inversión por exportaciones de crudo y derivados	92,95	97,65	114,28	111,28	416,17
Recuperación de costos de producción y mercado interno	406,83	453,25	379,85	393,10	1.633,04
Recuperación de costos de inversión	133,81	123,67	157,17	175,40	590,05
Venta interna derivados a precios internacionales navieros	10,31	11,43	11,82	7,36	40,93
Transporte Crudo y otros ingresos	15,49	18,75	19,41	55,09	108,73
Pagos por gastos operativos	-571,08	-571,08	-571,08	-647,22	-2.360,45
Efectivo neto provisto por actividades de operación	1.755,45	1.846,41	1.870,37	1.829,39	7.301,62
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN					
Pagos inversión **	-239,08	-239,08	-239,08	-270,96	-988,22
Efectivo neto aplicado a actividades de inversión	-239,08	-239,08	-239,08	-270,96	-988,22
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO					
Transferencia a PEC por venta interna de derivados y Ley 10	-1.278,80	-1.339,19	-1.296,28	-1.329,91	-5.244,18
Pago de préstamos a instituciones financieras	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Débitos por convenio de liquidez con MEF	0,00	-20,00	-40,00	-40,00	-100,00
Cobros por convenio de liquidez con MEF	0,00	0,00	0,00	40,00	40,00
Retención IVA venta interna de derivados precios nacionales	-222,49	-238,25	-227,56	-227,44	-915,74
Pago cinco por mil MEF	-15,38	-15,38	-15,38	-15,38	-61,53
Efectivo neto aplicado a actividades de financiamiento	-1.516,67	-1.612,82	-1.579,22	-1.572,73	-6.281,45
Disminución neta del efectivo y equivalente de efectivo	-0,31	-5,50	52,07	-14,31	31,96
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del periodo	12,78	12,47	6,97	59,04	12,78
Efectivo y equivalente de efectivo al final del periodo	12,47	6,97	59,04	44,73	44,73
Necesidades de ajuste en actividades de inversiones o búsqueda de fuentes de financiamiento					

Fuente: Subgerencia de Finanzas – Jefatura Corporativa de Tesorería

Cuadro 50: Flujo de caja proyectado 2024 (CFDD)

FLUJO DE CAJA PROYECTADO ESTIMADO 2024 [Millones de USD]					
Actividad	I TRIMESTRE	II TRIMESTRE	III TRIMESTRE	IV TRIMESTRE	TOTAL 2024
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN E INVERSIÓN					
INGRESOS CFDD	1.857,02	1.884,13	1.864,56	1.929,17	7.534,88
Efectivo neto provisto por actividades de operación	1.857,02	1.884,13	1.864,56	1.929,17	7.534,88
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO					
PAGOS POR IMPORTACIÓN Y COMPRAS LOCALES	1.787,82	1.787,82	1.787,82	1.787,82	7.151,27
Efectivo neto aplicado a actividades de financiamiento	1.787,82	1.787,82	1.787,82	1.787,82	7.151,27
Disminución neta del efectivo y equivalente de efectivo	69,20	96,31	76,74	141,35	383,61
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del periodo	71,59	140,79	237,10	313,84	71,59
Efectivo y equivalente de efectivo al final del periodo	140,79	237,10	313,84	455,20	455,20
Necesidades de ajuste en actividades de inversiones o búsqueda de fuentes de financiamiento					

Fuente: Subgerencia de Finanzas – Jefatura Corporativa de Tesorería

Estado de Resultados Proyectado

Los ingresos se proyectaron en función de la actividad operacional por la exportación de crudo y derivados, la comercialización interna de derivados y otros ingresos no operacionales. Los rubros de Costos y Gastos, comprende recursos asignados para el cumplimiento de actividades operativas y administrativas de la EP PETROECUADOR.

Cuadro 50: Proyección del estado de resultados EP PETROECUADOR

PROYECCIÓN DEL ESTADO DE RESULTADOS [Miles de USD] (PEC)			
Concepto	2024	2023	Variación 2024-2023
Ingresos por ventas	13.975.277	14.178.695	-1,43%
Gastos y Costos operacionales	8.998.175	8.727.995	3,10%
EBITDA	4.977.102	5.450.699	-8,69%
Depreciaciones, Amortizaciones Operacionales	2.172.336	2.139.496	1,53%
Resultado Operacional (EBIT)	2.804.766	3.311.203	-15,29%
Total ingresos no operacionales	130.701	115.019	13,63%
Gastos y costos no operacionales	462.497	193.758	138,70%
Resultado No Operacional	-331.796	-78.739	321,39%
Resultado Neto	2.472.970	3.232.464	-23,50%

Nota: Estado de Resultados realizado en base al Informe Financiero Presupuesto 2024
Fuente: Subgerencia de Finanzas – Jefatura Corporativa de Gestión Contable

Índices Financieros

Cuadro 51: Indices Financieros

ÍNDICES FINANCIEROS					
TIPO	INDICADOR	FÓRMULA	RESULTADO 2024	RESULTADO 2023	BREVE INTERPRETACIÓN
Liquidez	Razón Corriente	Total activos corrientes / total pasivos corrientes	1,41	1,36	El índice de liquidez muestra la disponibilidad para el cumplimiento de las obligaciones corrientes de corto plazo.
Solvencia	Solvencia	Activos / Pasivos	5,78	4,76	El índice de Solvencia muestra el financiamiento de los activos en función del porcentaje de pasivos presentados en los Estados Financieros.
Indicadores del Valor Económico Agregado (EVA)	Rentabilidad Empresarial	Utilidad Neta / Ventas	0,18	0,23	
Indicadores del Valor Económico Agregado (EVA)	ROA	Resultado operacional (EBITDA)/ total activos	0,24	0,27	El índice del EVA mide la rentabilidad del total de activos de la empresa
Indicadores del Valor Económico Agregado (EVA)	ROE	Resultado neto/total patrimonio	0,14	0,20	
Indicadores del Valor Económico Agregado (EVA)	DUPONT	ROA/ROE	1,66	1,33	

Fuente: Subgerencia de Finanzas – Jefatura Corporativa de Gestión Contable

Liquidez

Para el año 2024, la razón de liquidez es de 1,41; es decir que la empresa dispone para el cumplimiento de las obligaciones corrientes de corto plazo de un 41% adicional frente a su total de activos corrientes.

Solvencia

Para el año 2024, la empresa dispone de \$ 5,78 de Activos por cada dólar de Pasivo para hacer frente al pago de todas sus deudas y obligaciones.

Rentabilidad

Para el año 2024, se estima que la empresa obtendrá un 18% de rentabilidad frente al

total de ventas generadas en el año.

ROA

Para el año 2024, la empresa generará un 24% de rentabilidad en relación a los activos totales de la empresa, independiente de otras fuentes de financiamiento.

ROE

Para el año 2024, la empresa generará un 14% de rentabilidad frente al total del patrimonio de la empresa, o fondos propios.

Dupont

Para este indicador se utiliza la misma fórmula del ROA y ROE, por ende, la empresa tendrá un aumento de un 66% de rentabilidad frente al total del patrimonio de la empresa, o fondos propios.

9. EVALUACIÓN DE RIESGOS

La evaluación de riesgos por línea de negocio de EP PETROECUADOR, se encuentra desarrollado en el Anexo 3.

Sin embargo, es pertinente resaltar que, la gestión de riesgos puede aparecer, cambiar o desaparecer con la variación de los contextos interno y externo de la organización; la EP PETROECUADOR, a través de la gestión de riesgos, anticipa, detecta, reconoce y responde a esos cambios y eventos de una manera apropiada y oportuna.

Previo al levantamiento y recolección de la información de riesgos, es imprescindible que, al inicio de cada año, las Unidades Orgánicas y Unidades de Negocio, analicen y establezcan su contexto interno y externo para la comprensión de los entornos sobre los cuales opera la EP PETROECUADOR, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Los objetivos estratégicos, políticas y estrategias empresariales.
- Estructura Orgánica Corporativa.
- Requisitos legales, reglamentarios y contractuales aplicables a la empresa.
- Diagnóstico Situacional.
- Matriz DAFO.

- Ubicación de la organización y sus características geográficas.
- Comprensión de las necesidades y expectativas de las partes interesadas.
- Los factores sociales, culturales, políticos, legales, reglamentarios, financieros, tecnológicos, económicos y ambientales.
- Demás factores y condiciones de carácter interno o externo asociados al contexto de la empresa que constituye un insumo para la aplicación de estándares internacionales.

Identificados los riesgos y oportunidades por cada Unidad Orgánica de EP PETROECUADOR se analiza de manera cualitativa y cuantitativa, con el fin de comprender su naturaleza; y, priorizarlos en función de la Probabilidad, Impacto e Importancia. En este análisis intervienen los Gestores de Riesgos y/o Delegados representando a cada Unidad Orgánica y Unidad de Negocio de la EP PETROECUADOR.

Una vez que se ha terminado con la “Apreciación de Riesgos y Oportunidades” (Identificación, Análisis y Evaluación), las Unidades Orgánicas y Unidades de Negocio de la EP PETROECUADOR, aplicarán el tratamiento más eficiente para el riesgo u oportunidad, con el objetivo de planificar la respuesta a éstos y seleccionar las acciones a implementar, dependiendo de su criticidad.

10. CUADRO RESUMEN

Con el fin de mostrar un panorama general de lo que EP PETROECUADOR trabajará dentro del año 2024, se presenta un cuadro resumen de indicadores y metas del Plan General de Negocios, Expansión e Inversión del año 2024 alineado al Plan Estratégico de la empresa en el Anexo 4.

GLOSARIO

Aceite lubricante. Derivado que se obtiene en las plantas de refinación, mediante el proceso de destilación al vacío; se lo mezcla con aditivos para que se ajuste a las normas de calidad exigidas. Se utiliza en equipos mecánicos móviles para facilitar su movimiento y reducir el desgaste.

Aditivos. Sustancias activas que se agregan a los aceites lubricantes de los motores de explosión para conferirles todas las propiedades deseadas: mejorar el índice de viscosidad,

incrementar la resistencia frente a las bajas temperaturas, aumentar la estabilidad frente a la oxidación, disminuir el desgaste de partes muy activas o reducir la corrosión del metal antifricción.

API Gravity. Gravedad del petróleo, determinada a base de los estándares del American Petroleum Institute (API). A mayor gravedad API, mayor calidad del crudo y viceversa.

Asfalto Natural. Producto que se obtiene del proceso de la oxidación de crudos pesados o residuos de refinación del petróleo; es sólido o semisólido y de fácil fusión, compuesto por carbono e hidrógeno y diverso contenido de oxígeno, azufre y nitrógeno. Se encuentra en depósitos o en rocas tales como calizas o arsénicos, en la superficie o muy cerca de ella

Avgas. Gasolina de Avión. El Ecuador importa este combustible y lo distribuye a través de la Empresa Ecuafuel. Su octanaje es de 100 - 130 octanos

Barril. Unidad de medida de volumen para petróleo y derivados; equivale a 42 galones americanos o 158,98 litros medidos a 60° Fahrenheit. (15,5° C.)

Capacidad de Refinación. Es la máxima cantidad de crudo en relación a las unidades de destilación de una refinería, que puede ser procesado en un día.

Comercialización. Proceso de compra venta de crudo y derivados dentro y fuera del país, por lo que se puede clasificarse en interna e internacional. El proceso se rige por normas específicas.

Crudo. Mezcla de hidrocarburos que se encuentra en forma líquida en reservorios naturales debajo de la superficie de la tierra.

Diésel 1 o Kerosene. Destilado medio, que se usa principalmente como combustible en determinadas industrias, así como también en los mercados de calefacción e iluminación en el Sur Este Asiático, así como en el Japón.

Diésel 2. Destilado medio, empleado para el transporte pesado, industria y generación eléctrica.

Estrategia. Es el conjunto de acciones orientadas hacia la consolidación de fortalezas, eliminación de debilidades, aprovechar oportunidades y alcanzar los objetivos estratégicos.

Exploración. Término utilizado en la industria petrolera para designar la búsqueda de petróleo o gas.

Explotación. Término utilizado en la industria petrolera para designar la extracción de petróleo o gas.

Fuel Oil # 4. Mezcla de residuos y destilados medios, que se utiliza para el transporte marítimo y sector eléctrico.

Fuel Oil # 6. Mezcla de residuos con diluyente, producto que se utiliza en la generación eléctrica, para la calefacción en el hemisferio norte y como fuente de energía en las industrias del cemento, del azúcar y del vidrio entre otros usos industriales. Se utiliza también como combustible marítimo, conocido como bunker.

GLP. El gas licuado del petróleo (GLP) es la mezcla de gases licuados presentes en el gas natural o disuelto en el petróleo. Lleva consigo procesos físicos y químicos por ejemplo el uso de metano. Los componentes del GLP, aunque a temperatura y presión ambientales son gases, son fáciles de licuar, de ahí su nombre. En la práctica, se puede decir que el GLP es una mezcla de propano y butano.

Gas Natural Asociado. Se dice de todos los hidrocarburos en estado gaseoso, que están en el subsuelo en solución con petróleo crudo o que se encuentra en contacto con petróleo crudo y que de ser explotados producen gas natural y líquido, en relación menor a los 100.000 pies cúbicos normales por barril normal, según mediciones hechas en la superficie en condiciones atmosféricas.

Gas Natural. Mezcla de hidrocarburos de fácil expansión y de gravedad específica definida, que se encuentra en estado gaseoso, la proporción de los gases en dicha mezcla por lo general es: metano 80%, isobutano 1,5%, etano 7%, butano 2,5%, propano 6% y pentano 3%.

Gasolina. Combustible que utilizan vehículos y aviones con motores a combustión interna, cuya principal característica es el número de octanos, el mismo que determina su calidad.

Gestión de riesgo. Consiste en la implementación y monitoreo de la gestión del riesgo, además del desarrollo e integración de la cultura de riesgo en la Planificación Estratégica de la Empresa.

Indicadores de Gestión. Son índices que nos indican el comportamiento de variables definidas, y su posición frente a los objetivos planteados dentro de la estrategia.

Metas. Son los pasos intermedios definidos para lograr los objetivos.

Misión. Es el propósito final de la empresa, área o departamento.

Objetivos. Propósito o meta que la empresa se propone cumplir en un período definido de tiempo.

Planta de licuefacción. Es una instalación industrial en la que se consigue cambiar el estado del gas natural de fase gaseosa a fase líquida a través de reducir su temperatura a puntos de congelación, este proceso se lo realiza en con la ayuda de un intercambiador criogénico. La planta de licuefacción de Ecuador está ubicada en la población de Bajo Alto, cantón El Guabo, provincia de El Oro.

Residuo. Derivado del petróleo que ocupa la parte inferior de una columna de destilación en los procesos de refinación. Su alta viscosidad, bajo punto de escurrimiento, contenido de azufre en peso y metales, determinan que, para ser utilizado, deba ser mezclado con un diluyente apropiado como el diésel.

Valores. Son principios que nos permiten orientar nuestro comportamiento en función de realizarnos como personas. Son creencias fundamentales que nos ayudan a preferir, apreciar y elegir unas cosas en lugar de otras, o un comportamiento en lugar de otro.

Visión. Es lo que la empresa, área o departamento desea ser en el futuro.

ÍNDICE DE CUADROS Y GRÁFICOS

Cuadro 1: Bloques Petroleros - EP PETROECUADOR.....	9
Cuadro 2: VAB petrolero y no petrolero.	16
Cuadro 3: Precio Promedio de Crudo Ecuatoriano y del Mercado Internacional	18
Cuadro 4: Datos de pronósticos anuales, escenarios PBC y BCE.	20
Cuadro 5: Producción nacional de crudo por tipo de productor	21
Cuadro 6: : Histórico de producción anual en campo por activo.....	22
Cuadro 7: Listado de compañías navieras calificadas para el transporte marítimo de hidrocarburos.	28
Cuadro 8: Listado de clientes operativos de la comercializadora	29
Cuadro 9: Producción petrolera privada 2023	30
Cuadro 10: Listado de Comercializadoras calificadas y autorizadas a Diciembre del año 2023 ...	32
Cuadro 11: Matriz de ventaja competitiva	34
Cuadro 12: Matriz de ventaja Competitiva EP PETROECUADOR vs. Competencia.....	36
Cuadro 13: Matriz de benchmarking Comercializadora EP PETROECUADOR	38
Cuadro 14: Matriz por segmento.....	39
Cuadro 15: Importación y exportación de productos.	41
Cuadro 16: Precio promedio exportación.	42
Cuadro 17: Comercialización Mercado SPOT.....	42
Cuadro 18: Principales destinos de exportaciones que realizó EP PETROECUADOR.....	43
Cuadro 19: Matriz de margen de contribución neto por segmento.	44
Cuadro 20: Proyección de Resultados Operativos por segmento.	46
Cuadro 21: Participación de la producción promedio barriles/día por activo para el 2024.....	55
Cuadro 22: Proyección de pozos totales por perforar por activo.	56
Cuadro 23: Proyección de pozos totales por perforar por campo.....	57
Cuadro 24: Proyección de pozos a perforar por EP PETROECUADOR y por consorcio.....	58
Cuadro 25: Workovers de inversión (CAPEX).....	59
Cuadro 26: Licencias Ambientales	62
Cuadro 27: Estaciones de bombeo.	66
Cuadro 28: Capacidad instalada de refinerías.	66
Cuadro 29: Producción de derivados	67
Cuadro 30: Características de los poliductos	68
Cuadro 31: Poliductos GLP.....	68
Cuadro 32: Infraestructura Petrolera	71
Cuadro 33: Costo total por barril de petróleo crudo.....	75

Cuadro 34: Proyección de consumo promedio de combustibles por sectores.....	77
Cuadro 35: Proyección de la importación de derivados.....	77
Cuadro 36: Proyección de la capacidad de almacenamiento de derivados.....	78
Cuadro 37: Proyección de los costos operativos por barril.....	79
Cuadro 38: Proyección de Inversiones - CAPEX 2024.....	80
Cuadro 39: Proyección de costos y gastos - OPEX 2024.....	81
Cuadro 40: Presupuesto Total 2024.....	82
Cuadro 41: Resumen de proyecciones.....	82
Cuadro 42: Estrategias Empresariales y Expansión.....	83
Cuadro 43: Integración de Capital en Subsidiarias de EP PETROECUADOR.....	86
Cuadro 44: Resultados y utilidades CEM AUSTROGAS.....	87
Cuadro 45: Resultados y utilidades CEM - LOJAGAS.....	89
Cuadro 46: Resumen Proyectos de Inversión.....	90
Cuadro 47: Principales parámetros de cálculo.....	93
Cuadro 48: Proyección del estado de situación de EP PETROECUADOR.....	95
Cuadro 49: Flujo de caja proyectado 2024.....	96
Cuadro 50: Proyección del estado de resultados EP PETROECUADOR.....	98
Cuadro 51: Indices Financieros.....	99

Gráfico 1: Estructura Organizacional EP PETROECUADOR	8
Gráfico 2: Instalaciones Operativas EP PETROECUADOR	10
Gráfico 3: Crecimiento PIB en el Ecuador 2014-2023	14
Gráfico 4: Proyección Oferta y Consumo Mundial de Petróleo	17
Gráfico 5: Precio Promedio de Crudo Ecuatoriano WTI	19
Gráfico 6: Evolución Producción nacional de crudo por tipo de productor	21
Gráfico 7: Histórico de transporte de crudo por el SOTE	23
Gráfico 8: Histórico de exportación de crudo	24
Gráfico 9: Histórico de cargas de crudo en refinerías	25
Gráfico 10: Histórico producción nacional de derivados	26
Gráfico 11: Histórico demanda de derivados	26
Gráfico 12: Histórico importaciones de derivados	27
Gráfico 13: Histórico exportaciones de derivados	27
Gráfico 14: Clientes operativos de la comercializadora 2023	29
Gráfico 15: Gestión de la Cadena de Valor	37
Gráfico 16: Modelo de Negocio EP PETROECUADOR	48
Gráfico 17: Flujo SOTE	65
Gráfico 18: Cadena de Comercialización	69
Gráfico 19: Modelo de negocio comercialización internacional de hidrocarburos	70
Gráfico 20: Proyección de la producción de crudo y gas	74
Gráfico 21: Proyección de la producción nacional de derivados	75
Gráfico 22: Proyección de la demanda interna de derivados	76
Gráfico 23: Proyección de presupuesto de inversiones - CAPEX 2024	80
Gráfico 24: Proyección de costos y gastos - OPEX 2024	81

ANEXOS

Anexo 1: Convenios EP PETROECUADOR.

Anexo 2: Programas y Proyectos de inversión.

Anexo 3: Análisis de Riesgos del negocio.

Anexo 4: Cuadro Resumen - Línea Base y Metas.

Anexo 5: Plan Operativo Anual

Anexo 6: Proyectos Especiales

Anexo 1

CONVENIOS Y CAPACIDAD ASOCIATIVA									
Línea de Negocio	Segmento	Tipo (Asociación/Alianza/Convenio)	Institución	Objeto del Convenio	Estado (suscrito / no suscrito)	Duración (Desde / Hasta)	Inversión USD (EP)	Inversión USD (socio)	Beneficios Obtenidos
Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados	Exploración y Producción	O-01960-PAM-EP-2015	AMERISUR RESOURCER PLC	El objeto del Convenio, en su fase de AMPLIACIÓN DEL RODA, fue la ampliación del RODA a través del diseño y la construcción a favor de PETROAMAZONAS EP, a costo, cuenta y riesgo de AMERISUR, de una línea de Transferencia en territorio ecuatoriano, que conecta el Campo Platanillo en territorio colombiano con la estación VHR en territorio ecuatoriano, bajo las Especificaciones Técnicas, Régimen Legal y demás condiciones del Convenio. La Línea de Transferencia en Territorio Ecuatoriano se incorporará al RODA. El objeto del Convenio en su fase constructiva se cumplió de acuerdo con las especificaciones y condiciones establecidas en el Convenio, dejando constancia que las obras realizadas se recibieron a entera satisfacción de la EX PETROAMAZONAS EP	SI	FECHA INICIO: 11/06/2015 15 años a partir del inicio del uso del RODA	No Aplica	No Aplica	Incrementar la capacidad de transporte de petróleo crudo en el RODA, que beneficiará directamente a PETROECUADOR EP y AMERISUR (incremento en 5.000bppd)
		O-02781-PAM-EP-2018	AMERISUR RESOURCER PLC	Construcción conjunta de las facilidades para incrementar la capacidad de transferencia en el oleoducto secundario Cubayeno, Lago Agrio, en la estación de transferencia Chirizta.	SI	FECHA INICIO: 19/01/2018 fecha de terminación del primer convenio.	No Aplica	Hasta 4'000.000,00 USD	Análisis de factibilidad técnico realizado, donde se concluye que es viable la interconexión entre las plataformas Albacora y Amistad. El análisis económico y legal (permisos gubernamentales y contrato de suministro) no se los desarrolló, ya que la compañía Frontera Energy se encuentra en proceso de disolución de su sociedad en Perú y retiro de operación del lote Z1. Convenio no se renueva y por ende se termina su cooperación internacional.
		S/N	FRONTERA ENERGY	Realizar el análisis de factibilidad técnica, económica y legal para brindar el servicio procesamiento y deshidratación de gas natural proveniente del lote Z1 (Perú) al bloque 6 (Ecuador).	SI	FECHA INICIO: 26/09/2018 - 26/09/2019	No Aplica	No Aplica	Análisis de factibilidad técnico realizado, donde se concluye que es viable la interconexión entre las plataformas Albacora y Amistad. El análisis económico y legal (permisos gubernamentales y contrato de suministro) no se los desarrolló, ya que la compañía Frontera Energy se encuentra en proceso de disolución de su sociedad en Perú y retiro de operación del lote Z1. Convenio no se renueva y por ende se termina su cooperación internacional.
		O-03222-PAM-EP-2019	PETOPERÚ S.A.	Establecer las acciones de cooperación mutua para desarrollar el análisis de factibilidad del desarrollo del proyecto de exploración y producción de petróleo crudo del suroriente de Ecuador y su transporte por el oleoducto Nor-Peruano y Perú.	SI	FECHA INICIO: 15/11/2019 - 15/11/2020	No Aplica	No Aplica	Se realizó el intercambio de información (consta en la Nube de PAM). Se mantuvieron 2 reuniones virtuales, no existieron más acercamientos por cambio en la estructura y movimientos de personal del equipo técnico de ambas partes.
		Convenio	REPSOL ECUADOR S.A.	Establecer las acciones de cooperación mutua entre EP PETROECUADOR y REPSOL para: Maximizar el aprovechamiento de las facilidades en el sector hidrocarburífero del país que permita el incremento de la producción y a su vez reducir costos. Tratar volúmenes determinados de crudo liviano producido por el Bloque S7 de EP PETROECUADOR en las facilidades de NPF de REPSOL en el Bloque 16 para obtener diésel INEN 1489 y mantener las condiciones de transporte de crudo de REPSOL desde NPF hacia OCP.	SI	FECHA INICIO: 30/06/2021 - 31/12/2022	No Aplica	No Aplica	1. Supervisión a facilidades de Centro de Fiscalización y Entrega temporal para medidores de desplazamiento de unidad LACT. 2. Pruebas para pre-comisionado y comisionado de Centro de Fiscalización. 3. Pendiente realizar pruebas y envío de documentación.
	Transporte	Convenio	ECOPETROL	Transporte de petróleo tanto por el oleoducto transandino así como el oleoducto transecuatoriano proveniente de Ecuador como de Colombia respectivamente	SI	FECHA INICIO: 07 /05/1992 VIGENTE A LA FECHA	No Aplica	No Aplica	Disponer del servicio de transporte de crudo desde y/o hacia Colombia en caso de que la infraestructura disponible en EP PETROECUADOR o Ecopetrol no se encuentre disponible
		Convenio	CENIT	Realización de corridas IUI para determinar el estado de la tubería de los oleoductos Oso y Osla	SI	FECHA INICIO 25/feb/2019 VIGENTE A LA FECHA	No Aplica	No Aplica	Determinación del estado de la tubería de los oleoductos Oso y Osla

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

CONVENIOS Y CAPACIDAD ASOCIATIVA									
Línea de Negocio	Segmento	Tipo (Asociación/Alianza/Convenio)	Institución	Objeto del Convenio	Estado (suscrito / no suscrito)	Duración (Desde / Hasta)	Inversión USD (EP)	Inversión USD (socio)	Beneficios Obtenidos
Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados	Transporte	Acuerdo Cooperación	INSTITUTO FRANCÉS DEL PETRÓLEO	Llevar a cabo un programa de cooperación en las áreas de exploración y producción de hidrocarburos costa adentro y costa afuera, refinación, industrialización, transporte, comercialización, aplicación de los productos petroleros, facilidades de entrenamiento, etc.	SI	FECHA INICIO:05/10/2005 VIGENTE A LA FECHA	No Aplica	No Aplica	Desarrollar actividades técnicas, económicas, legales y científicas en las áreas específicas de petróleo, tales como: o Exploración, perforación y producción de hidrocarburos costa adentro y costa afuera o Almacenamiento y Transporte de hidrocarburos o Refinación y Petroquímica o Comercialización de petróleos y sus derivados o Aplicaciones de los productos del petróleo o Conservación de energía o Control Ambiental o Contratación petrolera del gas natural y estudios económicos o Carburantes no convencionales: biodiesel, alcoholes, etc.
	Refinación	Memorando de Entendimiento	ECOPETROL	El Intercambio de Conocimiento y Buenas Prácticas en Materia de Refinación que permitan el fortalecimiento institucional, gestión ambiental, administración y capacitación en el área de Refinación de Petróleo entre las empresas hidrocarburíferas de Ecuador y Colombia..	SI	FECHA INICIO:21/10/2016 VIGENTE A LA FECHA	No Aplica	No Aplica	Los términos y condiciones de este Memorando de Entendimiento para el Intercambio de Conocimiento y Buenas Prácticas en Materia de Refinación, en nada afectarán los derechos soberanos de la República de Colombia, ni de la República del Ecuador, sobre su territorio ni sobre sus recursos naturales, de conformidad con el ordenamiento jurídico de cada Estado y las Normas de derecho internacional aplicables.
		Acuerdo	UOP	Alcance técnico según el artículo III punto 1 del convenio No 92078, señala la provisión de Servicios relacionados con la operación e inspección de los equipos de Refinación de CEPE (actualmente EP PETROECUADOR) Refinería de Esmeraldas; bajo la tecnología patentada UOP relacionada con el diseño, construcción y operación del Proceso de craqueo fluido catalítico FCC, Merox 100, Merox 200, Merox 300 y Concentración de Gases GASCON.	SI	FECHA INICIO: octubre 1978 VIGENTE A LA FECHA	\$62.288,02 PERÍODO: 01 OCTUBRE 2019-30 SEPTIEMBRE 2020	No Aplica	Solventar los requerimientos técnicos para la operación continua de las unidades desarrolladas por la licenciate UOP PROCESS DIVISION. Solventar las emergencias operativas y de procesos que se presentan de forma imprevista en las Unidades de la Refinería. Emisión de sugerencias para la mejora tecnológica de los procesos existentes en las unidades.
		Acuerdo	AXENS	Los numerales 2 y 3 de la Primera sección del mencionado Acuerdo indican que Petroindustrial desea obtener asistencia técnica y servicios relacionados de Axens con respecto a las unidades definidas en éste; y que Axens está dispuesto y en capacidad para proveer asistencia y servicios técnicos, bajo los términos y condiciones establecidos en el mismo Acuerdo. El licenciate AXENS debe brindar asistencia técnica y servicio a EP PETROECUADOR referente a las Unidades HDT, CCR, HDS, UNIDAD CLAUS S1 (PRIMERA SECCIÓN DEL ACUERDO)	SI	FECHA INICIO: 01/10/2004 VIGENTE A LA FECHA	EUROS 27.161,50 PERIODO: 15 OCTUBRE 2019-15 DE ABRIL 2020	No Aplica	Solventarlos requerimientos técnicos para la operación continua de las unidades desarrolladas por la licenciate AXENS S.A. Solventar las emergencias operativas y de procesos que se presentan de forma imprevista en las Unidades de la Refinería. Solventar las emergencias operativas y de procesos que se presentan de forma imprevista en las Unidades de la Refinería. Emisión de sugerencias para la mejora tecnológica de los procesos existentes en las unidades.
	Comercio Internacional	Convenio	PDVSA	Alianza Estratégica entre PETROECUADOR Y PDVSA, para el desarrollo de actividades económicas de mutuo interés, en exploración, explotación, transporte, almacenamiento, refinación, comercialización, servicios petroleros y capacitación.	SI	FECHA INICIO: 29/06/2006 VIGENTE A LA FECHA	No Aplica	No Aplica	Intercambio de Crudo por Derivados
		Convenio	PDVSA	Relaciones comerciales para intercambio de hidrocarburos entre empresas estatales.	SI	FECHA INICIO: 29/06/2006 VIGENTE A LA FECHA	No Aplica	No Aplica	Intercambio de Crudo por Derivados
	Comercialización Nacional	Acuerdo Cooperación	PDVSA	Iniciar entre las partes un proceso amplio y sostenido de integración y cooperación en el sector energético, con el fin de desarrollar y promover las áreas del petróleo, gas, electricidad y petroquímica que contribuya a la consolidación de las iniciativas desarrolladas regionalmente en este sentido, en particular, PETROAMÉRICA, PETROANDINA y PETROSUR, como instancias de coordinación de políticas energéticas para la región.	SI	FECHA INICIO: 1/16/2007 VIGENTE A LA FECHA	No Aplica	No Aplica	Cooperación en el sector energético, Nota.- En proceso de cierre. 100% de cumplimiento
		Convenio	PDVSA	Las partes acuerdan constituir una Alianza Estratégica entre PETROECUADOR Y PDVSA, para el desarrollo de actividades económicas de mutuo interés, en exploración, explotación, transporte, almacenamiento, refinación, comercialización, servicios petroleros y capacitación.	SI	FECHA INICIO: 6/29/2006	No Aplica	No Aplica	Cooperación en el sector energético, Nota.- En proceso de cierre. 100% de cumplimiento
	Talento Humano	Convenio	PETRO PERÚ	Realizar el intercambio de conocimientos y buenas prácticas en las actividades del sector hidrocarburífero, para el desarrollo y fortalecimiento institucional.	SI	FECHA INICIO :20/12/2016 VIGENTE A LA FECHA	No Aplica	No Aplica	Intercambio de buenas prácticas en actividades del sector hidrocarburífero PETRO PERÚ-EP PETROECUADOR

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Anexo 2

Programas y Proyectos de Inversión

**Programación Plurianual de la Política Pública
Presupuesto Inversión (PI)**

Planificación Institucional	AÑO	CUP Programas y proyectos	Programas / Proyectos de Inversión	Presupuesto	Articulación PND 24-25	Zona	Provincia	Cantón
OEI 1. Mantener la sostenibilidad financiera	2024	N/A	Catalíticas I - Inspección (PMC Rehabilitación REE)	100,00	Objetivo Nacional 4: Estimular el sistema económico y de finanzas públicas para dinamizar la inversión y las relaciones comerciales	1	Esmeraldas	Esmeraldas
	2024	N/A	Suministro, instalación y puesta en marcha de la Planta de Tratamiento de Sosa Gastada	790.220,46	Objetivo Nacional 4: Estimular el sistema económico y de finanzas públicas para dinamizar la inversión y las relaciones comerciales	1	Esmeraldas	Esmeraldas
	2024	N/A	Construcción y Montaje de Tres Tanques para Almacenar NAO (120.000 bls), NBE (200.000 bls) y Diesel (200.000) en Refinería Esmeraldas	100,00	Objetivo Nacional 4: Estimular el sistema económico y de finanzas públicas para dinamizar la inversión y las relaciones comerciales	1	Esmeraldas	Esmeraldas
	2024	N/A	Rehabilitación del Sistema de Clarificación de agua	100,00	Objetivo Nacional 4: Estimular el sistema económico y de finanzas públicas para dinamizar la inversión y las relaciones comerciales	1	Esmeraldas	Esmeraldas
	2024	N/A	Reingeniería y Construcción del Sistema de Drenajes de los Efluentes Líquidos de REE	100,00	Objetivo Nacional 4: Estimular el sistema económico y de finanzas públicas para dinamizar la inversión y las relaciones comerciales	1	Esmeraldas	Esmeraldas
	2024	N/A	Construcción e instalación del nuevo sistema de tratamiento de efluentes de Refinería la Libertad	400.000,00	Objetivo Nacional 4: Estimular el sistema económico y de finanzas públicas para dinamizar la inversión y las relaciones comerciales	5	Santa Elena	La Libertad
	2024	N/A	Rehabilitación de las Unidades Catalíticas II (CCR, HDT, Lazo de Regeneración)	100,00	Objetivo Nacional 4: Estimular el sistema económico y de finanzas públicas para dinamizar la inversión y las relaciones comerciales	1	Esmeraldas	Esmeraldas
	2024	N/A	Provisión, construcción y puesta en operación de las nuevas Islas de Despacho de Productos en RLL	100,00	Objetivo Nacional 4: Estimular el sistema económico y de finanzas públicas para dinamizar la inversión y las relaciones comerciales	5	Santa Elena	La Libertad
	2024	N/A	Reemplazo y puesta en operación del Tanque Y-T8014D (TQ 10) de Fuel Oil, Capacidad 55.000 BLS	800.000,00	Objetivo Nacional 4: Estimular el sistema económico y de finanzas públicas para dinamizar la inversión y las relaciones comerciales	5	Santa Elena	La Libertad
	2024	N/A	Fase I : Contrato con SK Engineering Construction	100,00	Objetivo Nacional 4: Estimular el sistema económico y de finanzas públicas para dinamizar la inversión y las relaciones comerciales	1	Esmeraldas	Esmeraldas
	2024	N/A	Fase II Procura y Construcción	2.221.116,15	Objetivo Nacional 4: Estimular el sistema económico y de finanzas públicas para dinamizar la inversión y las relaciones comerciales	1	Esmeraldas	Esmeraldas
	Total Presupuesto de inversión del OEI1 Año 2024				4.212.036,61			
TOTAL PRESUPUESTARIO INVERSIÓN CUATRIANUAL DEL OEI 1				4.212.036,61				

Programación Plurianual de la Política Pública Presupuesto Inversión (PI)									
Planificación Institucional	AÑO	CUP Programas y proyectos	Programas / Proyectos de Inversión	Presupuesto	Articulación PND 24-25	Zona	Provincia	Cantón	
OEI 3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	2024	N/A	Desarrollo del Bloque 43 - ITT	2.838.769,57	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	2	Orellana	Aguarico	
	2024	N/A	Desarrollo del Bloque 60- Sacha	47.613.675,06	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	2	Orellana	Sacha	
	2024	N/A	Perforación	262.751.191,91	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	2	Orellana	Bloques: 7, 12, 15, 18, 44, 56, 57L, 57S, 58, 61	
	2024	N/A	Reacondicionamiento de Inversión en pozos - Oriente	63.533.480,96	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	2	Orellana	Bloques: 7, 12, 15, 18, 44, 56, 57L, 57S, 58, 61	
	2024	N/A	Desarrollo de Facilidades para la producción de crudo y gas – Oriente	100.625.462,82	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	2	Orellana	Bloques: 7, 12, 15, 18, 44, 56, 57L, 57S, 58, 61	
	2024	N/A	Programa de Eficiencia Energética - OGE	3.061.012,72	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	1, 2, 3	Orellana Sucumbios Napo Pastaza	Bloques: 7, 12, 15, 18, 43, 44, 56, 57L, 57S, 58, 60, 61	
	2024	N/A	Desarrollo del Campo Amistad	4.801.000,00	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	7	El Oro	Puerto Bolívar	
	2024	N/A	UNAT: Desarrollo de Facilidades para la producción de crudo y gas – Oriente	1.434.885,67	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	2	Orellana	Orellana, Aguarico	
	2024	N/A	UNAT: Reacondicionamiento de Inversión en pozos - Oriente	1.493.362,97	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	2	Orellana	Orellana, Aguarico	
Total Presupuesto de inversión del OEI3 Año 2024				488.152.841,68					
TOTAL PRESUPUESTARIO INVERSIÓN CUATRIANUAL DEL OEI 3			488.152.841,68						
OEI 4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	2024	N/A	Red de Gasolineras Fronteras Norte y Sur del país	3.893.398,63	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	1, 7	Carchi Esmeraldas Sucumbios El Oro Loja Zamora- Chinchipe	Tulcán San Lorenzo Sucumbios Huaquillas Arenillas Santa Rosa Loja Zamora	
	2024	N/A	Diseño y Construcción de un Sistema definitivo para la preparación de gasolina artesanal	100,00	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	1	Esmeraldas	Esmeraldas	
	2024	N/A	Poliducto Pascuales Cuenca	400.000,00	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	5, 6	Guayas, Azuay	Guayaquil, Cuenca	
	2024	N/A	Modernización y repotenciación de estaciones y poliducto Esmeraldas-Santo Domingo-Quito; Santo Domingo-Pascuales	100,00	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	1, 4, 5	Esmeraldas, Santo Domingo, Guayas	Esmeraldas, Santo Domingo, Guayaquil	
	2024	N/A	Construcción de Nuevo Terminal de Loja	1.100,00	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	7	Loja	Loja	
	2024	N/A	Almacenamiento de GLP para la Zona Sur del País	530.000,00	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	5	Santa Elena	Monteverde	
	2024	N/A	Gas Natural Licuado	100,00	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	7	El Oro	Machala	
	2024	N/A	Instalación de nueva Tubería y sus facilidades en el Poliducto Esmeraldas Santo Domingo	100,00	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	1, 4	Esmeraldas, Santo Domingo	Esmeraldas, Santo Domingo	
	2024	N/A	Repotenciación de Poliductos de la Costa	100,00	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	4, 5	Manabí, Guayas, Santa Elena	Manta, Guayaquil, La Libertad	
	2024	N/A	Construcción de Infraestructura para Despacho de Ecopais a Nivel Nacional Gerencia de Transporte	100,00	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalme nte sostenible	1-9	A nivel nacional	A nivel nacional	
Total Presupuesto de inversión del OEI3 Año 2024				4.825.098,63					
TOTAL PRESUPUESTARIO INVERSIÓN CUATRIANUAL DEL OEI 4			4.825.098,63						

Programación Plurianual de la Política Pública Presupuesto Inversión (PI)									
Planificación Institucional	AÑO	CUP Programas y proyectos	Programas / Proyectos de Inversión	Presupuesto	Articulación PND 24-25	Zona	Provincia	Cantón	
OEI 7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y eco-sistemas en las áreas de operación e influencia	2024	N/A	Implementación de un Sistema de Control de Incendios en la Estación de Servicio Petrocomercial San Cristóbal y Sistemas de Monitoreo y Control de Incendio en las Estaciones de Servicio Petrocomercial Puerto Ayora e Isabela.	169.067,12	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalmente sostenible	5	Galápagos	Puerto Ayora, Puerto Baquerizo, Puerto Villamil	
	2024	N/A	Repotenciación del centro de gestión de desechos del bloque 57 - Shushufindi	133.328,12	7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalmente sostenible	1	Sucumbios	Bloque Shushufindi (57)	
Total Presupuesto de Inversión del OEI7 Año 2024				302.395,24					
TOTAL PRESUPUESTARIO INVERSIÓN CUATRIANUAL DEL OEI 7			302.395,24						
TOTAL PRESUPUESTO INVERSIÓN CUATRIANUAL DE LA INSTITUCIÓN			497.492.372,16						
NOTAS									
Los valores de presupuesto 2024 registrados en el anexo corresponden netamente a los proyectos de inversión (USD 497,492,372.16), sin considerar activos fijos y pagos de consorcios (USD 1,439,233,952.95) por no corresponder a la gestión de proyectos. El monto total de las inversiones es de USD 1,936,726,325.11									
La Gerencia de Exploración y Producción registra la inversión mediante AFP (Autorización de Fondo para Proyectos) los cuales son asociados (dependiendo de su locación o bloque) a Programas que se encuentran reportados en el presente documento.									

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión – Jefatura PMO

Anexo 3

Matriz de evaluación de riesgos												
Línea de Negocio	Objetivo Estratégico	Riesgo	Disparador de riesgo	Descripción de Riesgo	Probabilidad (%)	Impacto (%)	Criticidad del Riesgo	Plan de Acción	Consecuencia de la posible materialización del riesgo	Unidad Responsable	Estatus 2023	Observaciones
1. Mantener la Sostenibilidad Financiera.	La subejecución del presupuesto de costos y gastos e inversiones CAUSARÍA reducciones del techo presupuestario asignado a la Empresa para los siguientes ejercicios fiscales.		• Programaciones o estimaciones incumplidas en los períodos planificados que no han sido reprogramados oportunamente por las áreas usuarias	• Subejecución del presupuesto de costos, gastos e inversiones.	100%	60%	0,60	• Mantener reuniones de seguimiento y coordinación con las áreas usuarias, para la revisión de las actividades planificadas y reprogramación oportuna de las mismas	• Reducciones del techo presupuestario asignado a la Empresa.	Gerencia General / Subgerencia de Finanzas	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A
		Retiros de fondos de la Empresa por parte del MEF, la falta de disponibilidad de recursos económicos CAUSARÍA liquidez y falta de pago a clientes internos y externos.	• Retiros de fondos de la Empresa por parte del MEF - Convenio Institucional para el Manejo Integrado de Liquidez del Sector Público	• El MEF realiza débitos de recursos de las cuentas de EP PEC con cargo al Convenio de Manejo de Liquidez de las Empresas Públicas, sin embargo estos débitos no son comunicados de manera oportuna a la empresa, esta situación puede provocar que no se cuente con la liquidez suficiente para que EP PETROECUADOR pueda cumplir con sus obligaciones.	80%	100%	0,80	• Gestionar la restitución de fondos al MEF de acuerdo a las necesidades de la empresa según Convenio Institucional para el manejo integrado de liquidez del Sector Público. • Remitir oficio mensual informando el valor adeudado.	• Incumplimiento de las obligaciones con los Proveedores por falta de pago. No ejecución de proyectos y actividades por el giro del negocio de la EP PETROECUADOR	Gerencia General / Subgerencia de Finanzas	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A
		La demora en el cierre de los módulos de los sistemas comerciales y financieros CAUSARÍA retraso en la entrega de los estados financieros dentro de los plazos establecidos.	• Falta de personal en las áreas de la Jefatura Corporativa de Gestión Contable. Sistemas informáticos incompletos y dispersos. Ausencia de capacitación integral en el manejo de módulos.	• Al ser cada uno de los módulos financieros cerrados periódicamente de manera consecutiva, el retraso en cualquiera de ellos causaría la falta de entrega oportuna de estados financieros	100%	100%	1,00	• Establecer fechas de cierre de la información financiera de los módulos de Cuentas por Pagar y Activos Fijos.	• Retraso en la entrega de los estados financieros dentro de los plazos establecidos.	Gerencia General / Subgerencia de Finanzas	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A
	2. Incrementar el Nivel de Reservas de Hidrocarburos.	La falta de perforación Exploratoria, CAUSARÍA no incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	• Falta de asignación de recursos financieros para la perforación de prospectos identificados. • Priorización de Proyectos de Producción ante los proyectos exploratorios.	• En la operación de la EP PETROECUADOR, existe el riesgo de continuar con la NO perforación de pozos exploratorios.	40%	100%	0,40	• Solicitar asignación de recursos económicos para perforación exploratoria, socializando ante los Activos y directivos de la empresa, los prospectos exploratorios y su rentabilidad.	• No incorporar reservas de petróleo.	Gerencia General / Gerencia de Exploración	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A
		Estudios de prospectividad con alta incertidumbre, Causarían sobrestimación o subestimación de recursos prospectivos de petróleo.	• Falta de información en los estudios de evaluación de prospectos exploratorios. • Estructuras de bajo relieve. • Inicio de estudio de yacimientos estratigráficos sin experiencia en la identificación y evaluación de recursos prospectivos de petróleo.	• Durante la identificación de áreas exploratorias nuevas y actualmente las del tipo estratigráficas, su evaluación de recursos prospectivos, presenta riesgo de sobrestimar o subestimar los volúmenes de petróleo.	40%	60%	0,24	• Validar la información de geología, geofísica y de reservorios disponible en la base de datos oficiales de EP PETROECUADOR. • Solicitar la adquisición de nuevas herramientas de interpretación de bajo relieve. • Implementar nuevas técnicas de interpretación para yacimientos del tipo estratigráfico.	• La evaluación de prospectos no es confiable y no representa el potencial real de los reservorios. • No se pueden identificar áreas prospectivas pequeñas. • La evaluación de prospectos del tipo estratigráfico, por la inexperiencia, no es confiable y no representa el potencial real de los reservorios.	Gerencia General / Gerencia de Exploración	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A
	3. Incrementar la Producción de Petróleo y de Gas Natural.	Incremento de pérdidas de petróleo CAUSARÍA el no cumplimiento de las metas establecidas.	• Falta de capacidad para almacenamiento/tratamiento/transporte de fluidos. • Fluidos corrosivos y materiales no adecuados para el manejo de este tipo de fluido. • Sabotaje externo. • Capacidades de manejo de fluidos en superficie de los campos. • Vida útil de los equipos (tiempo de uso prolongado de los equipos) • Fallo en líneas de superficie y/o facilidades de superficie (separadores, tanques, botas de gas, etc.)	• No detectar pérdidas de producción no recuperables, podría afectar el cumplimiento de las metas establecidas.	80%	80%	0,64	• Diagnóstico de las principales causas de fallas directas en sistemas de LA y completaciones de pozos. • Planificar reuniones previas a los trabajos de WO con todas las áreas involucradas. • Monitoreo diario de parámetros de fondo y superficie (KPI)	• Pérdida de producción. • Daños ambientales • No incremento de producción debido a la falta de capacidad de manejo de fluidos en superficie. • Deterioro y disminución de vida útil de equipos y facilidades de superficie. • No cumplimiento de metas de producción. • Equipos electrosumergibles recurrentemente bloqueados por gas.	Gerencia General / Gerencia de Exploración y Producción	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A

Matriz de Riesgos por Segmento

Matriz de evaluación de riesgos												
Línea de Negocio	Objetivo Estratégico	Riesgo	Disparador de riesgo	Descripción de Riesgo	Probabilidad (%)	Impacto (%)	Criticidad del Riesgo	Plan de Acción	Consecuencia de la posible materialización del riesgo	Unidad Responsable	Estatus 2023	Observaciones
	3. Incrementar la Producción de Petróleo y de Gas Natural.	Paros en la operación de producción de gas natural CAUSARÍA pérdidas de producción.	<ul style="list-style-type: none"> Apertura y cierre de pozos. Incendio en la plataforma de producción. Shut Down en le Plataforma Amistad. Gasoducto no operativo para transporte de gas natural. Shut Down en la Planta Deshidratadora de gas natural. Incendio en la Planta Deshidratadora de gas Natural. 	<ul style="list-style-type: none"> Paros en la operación de producción de gas natural. 	40%	20%	0,08	<ul style="list-style-type: none"> Análisis técnico para el cierre y apertura, parcial o total de pozos productores. Gestionar asignación presupuestaria para reacondicionamiento de pozos. Evidenciar la ejecución de los programas de mantenimiento preventivos y predictivos en cada una de las estaciones. Promover la ejecución de nuevos proyectos de facilidades de producción. 	<ul style="list-style-type: none"> Estrangulamiento de los pozos en producción. Los pozos en producción al ponerlos en condiciones operativas no reaccionen. Paro de producción de gas natural. 	Gerencia General / Gerencia de Exploración y Producción	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A
	4. Mantener Abastecido el Mercado Nacional de Derivados de Hidrocarburos.	Falta de combustibles CAUSARÍA desabastecimiento del mercado nacional.	<ul style="list-style-type: none"> Que las Refinerías y/o Terminales no entreguen el combustible de manera oportuna y necesaria para el abastecimiento nacional. Retraso en las importaciones de combustibles. 	<ul style="list-style-type: none"> Stock insuficiente de derivados de hidrocarburos disponible para el despacho, por inconvenientes en la producción de Refinerías, transporte y almacenamiento de derivados en los Terminales, así como, debido a retraso en las importaciones conforme las ventanas programadas. 	20%	40%	0,08	<ul style="list-style-type: none"> Gestionar y generar las disposiciones para la entrega del combustible en coordinación con la Gerencia de Transporte. Coordinación de acciones pertinentes con la Jefatura Corporativa de Programación y Coordinación Operativa. 	<ul style="list-style-type: none"> Desabastecimiento de combustibles en el mercado nacional. 	Gerencia General / Gerencia de Comercialización Nacional	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A
		El retraso de las importaciones hidrocarburíferas CAUSARÍA, incumplimientos en la programación operativa.	<ul style="list-style-type: none"> Retraso en la emisión de las cartas de crédito. Eventos Climáticos. Incumplimiento de las compañías proveedoras. 	<ul style="list-style-type: none"> El retraso de las importaciones hidrocarburíferas ocasionaría problemas en el abastecimiento del mercado nacional de derivados de hidrocarburos. 	60%	100%	0,60	<ul style="list-style-type: none"> Realizar reuniones periódicas de Programación de combustibles importados. Realizar reuniones periódicas para mantener los días de stock en los centros operativos. 	<ul style="list-style-type: none"> Falta de volumen de producto importado para cumplir con la demanda de combustibles. 	Gerencia General / Jefatura Corporativa de Programación y Coordinación Operativa	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A
	5. Incrementar las Actividades de Comercio Internacional.	La no ejecución de procesos de importaciones y exportaciones de hidrocarburos CAUSARÍA la falta de participación de compañías internacionales en concursos de compra-venta de crudo y derivados de hidrocarburos.	<ul style="list-style-type: none"> Concursos de compra-venta de hidrocarburos sin participantes. 	<ul style="list-style-type: none"> El riesgo se genera al tener escasa participación o la no participación de compañías internacionales en los concursos de compra - venta de Hidrocarburos, lo que ocasionaría que la EP PETROECUADOR tenga desabastecimiento de combustible; parálisis en las plantas de producción; reducción en los niveles de stock de derivados; sobre stock de crudo al no haber sido ofertado en los mercados internacionales 	20%	40%	0,08	<ul style="list-style-type: none"> Semestralmente emitir Recordatorios de No Presentación de Ofertas a las compañías que fueron invitadas a los concursos convocados por la EP PETROECUADOR para la compra-venta internacional de hidrocarburos. Anualmente emitir un informe de los niveles de participación de las empresas Calificadas. 	<ul style="list-style-type: none"> No ejecución de procesos de importaciones y exportaciones dando como resultado posibles desabastecimientos de combustibles. Parálisis en plantas de producción. Reducción en los niveles de stock de derivados. Falta de infraestructura para almacenar crudo que no ha podido ser ofertado en los mercados. 	Gerencia General / Gerencia de Comercio Internacional	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A
		No ejecutar oportunamente los procesos de exportación de hidrocarburos CAUSARÍA que no se cumpla con la venta del volumen disponible de crudo bajo modalidad SPOT.	<ul style="list-style-type: none"> No realizar exportaciones de crudo disponible bajo modalidad SPOT. 	<ul style="list-style-type: none"> El riesgo se generaría al no ejecutar oportunamente los procesos de exportación del saldo disponible de crudo bajo modalidad SPOT, ocasionando la reducción de ingresos para el país. 	20%	40%	0,08	<ul style="list-style-type: none"> Gestionar oportunamente la compra - venta de hidrocarburos de acuerdo a los requerimientos del sistema de la EP PETROECUADOR 	<ul style="list-style-type: none"> No ejecución de procesos de exportación de crudo bajo modalidad SPOT dando como resultado reducción de ingresos para el país. 	Gerencia General / Gerencia de Comercio Internacional	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A

Matriz de evaluación de riesgos												
Línea de Negocio	Objetivo Estratégico	Riesgo	Disparador de riesgo	Descripción de Riesgo	Probabilidad (%)	Impacto (%)	Criticidad del Riesgo	Plan de Acción	Consecuencia de la posible materialización del riesgo	Unidad Responsable	Estatus 2023	Observaciones
6. Incrementar la Eficiencia Empresarial.		Consolidar el proceso de ejecución de buenas prácticas empresariales y buen gobierno corporativo, CAUSARÍA la implementación de la transformación empresarial, enmarcado en crear condiciones idóneas para el fortalecimiento empresarial e ingreso a mercados bursátiles.	<ul style="list-style-type: none"> •Conocimiento de las iniciativas por parte de las autoridades de la Empresa. •Competencia por parte del equipo de transformación empresarial •Curva de aprendizaje de actividades iniciales de transformación empresarial •Existencia de convenios nacionales e internacionales para la transformación empresarial. •Tendencia mundial hacia la transformación empresarial. 	<ul style="list-style-type: none"> •Consolidación del proceso de ejecución de buenas prácticas empresariales y buen gobierno corporativo, CAUSARÍA la implementación de la transformación y/o cambio empresarial, enmarcado en crear condiciones idóneas para el fortalecimiento empresarial e ingreso a mercados bursátiles, en conjunto con las Unidades Orgánicas de la Empresa y de ser pertinente, con otras entidades públicas y privadas a nivel nacional e internacional 	20%	40%	0,08	<ul style="list-style-type: none"> • Elaborar una presentación ejecutiva con hoja de ruta de las acciones a ejecutar en el año 2023. • Emitir un informe de gestión trimestral de la gerencia que incluya el avance y logros de las iniciativas de transformación empresarial. 	<ul style="list-style-type: none"> •Incremento el valor de la empresa y la economía del país. •Fortalecimiento de la estructura financiera (optimización de costos, incremento de márgenes de utilidad, liquidez inmediata). • Mejora de la imagen y proyección nacional e internacional. Mejora la gestión empresarial(5) Eficiencia y transparencia 	Gerencia General / Gerencia de Transformación Empresarial	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A
		No despliegue o demora en la ejecución del plan de transformación digital a nivel empresarial CAUSARÍA que no se optimicen y automatizan los procesos de cadena de valor, apoyo y transversales.	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de patrocinio. • Resistencia al cambio. • Cambio de autoridades. • Ausencia de personal en las áreas operativas y administrativas encargadas de desplegar el plan de transformación digital • Falta de compromiso de las autoridades involucradas en el despliegue del plan de transformación digital 	<ul style="list-style-type: none"> •No despliegue o demora en la ejecución del plan de transformación digital a nivel empresarial a través de las estrategias del modelo aprobado CAUSARÍA que no se obtengan beneficios en los procesos de la cadena de valor tales como: eficiencia, competitividad, resiliencia, transparencia, integridad, confidencialidad y seguridad de la información. 	60%	40%	0,24	<ul style="list-style-type: none"> •Realizar el acompañamiento y asesoría a las unidades orgánicas involucradas en la implementación del Plan de Transformación Digital. •Realizar el seguimiento al cumplimiento de proyectos priorizados de Transformación Digital. 	<ul style="list-style-type: none"> •Falta de optimización y automatización de los procesos de la cadena de valor, apoyo y transversales. •Falta de innovación en las actividades empresariales. •Fragmentación de procesos a nivel organizacional. •No contar con una fuente única para gerenciamiento de datos. 	Gerencia General / Gerencia de Transformación Empresarial	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A
		Los recortes presupuestarios CAUSARÍA retraso en la provisión oportuna de bienes y/o servicios para áreas operativas y administrativas.	<ul style="list-style-type: none"> • Déficit presupuestario a nivel gubernamental / requerimientos de presupuesto por parte de áreas operativas 	<ul style="list-style-type: none"> •Retraso en la provisión oportuna de bienes y/o servicios de la EP PETROECUADOR 	40%	60%	0,24	<ul style="list-style-type: none"> • Coordinar con áreas operativas a fin de reasignar presupuesto en caso de requerirlo por parte de SLAB. 	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de bienes y servicios requeridos para la operación. • Retrasos operativos por falta de bienes o servicios. 	Gerencia General / Subgerencia de Logística y Abastecimiento	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A
		La falta de ejecución de las líneas planificadas por parte de las diferentes unidades de la EP PETROECUADOR CAUSARÍA la no ejecución del Plan Anual de Contrataciones	<ul style="list-style-type: none"> •Falta de generación oportuna de procesos de contratación por parte de áreas usuarias.2. Procesos de contratación declarados desiertos.3. Documentación pre contractual con errores 	<ul style="list-style-type: none"> •Las diferentes unidades de la EP PETROECUADOR no cumplen con su planificación por lo que No existe un adecuado cumplimiento del Plan Anual de Contrataciones 	100%	80%	0,80	<ul style="list-style-type: none"> • Incrementar el cumplimiento y ejecución del Plan Anual de Contrataciones MEDIANTE el seguimiento, control y coordinación con las áreas requerientes, a fin de que generen oportunamente los requerimientos de contratación. •Elaborar de forma trimestral un memorando o una circular informativa de ejecución del 	<ul style="list-style-type: none"> •Baja ejecución del Plan Anual de Contrataciones.2. Retrasos en provisión de bienes y servicios a las áreas operativas3. Posibilidad de menor asignación presupuestarias para próximos años. 	Gerencia General / Subgerencia de Logística y Abastecimiento	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A
		No contar con el aval y aprobación de los instrumentos de planificación (planes empresariales) elaborados por la Jefatura Corporativa de Planificación, CAUSARÍA, el incumplimiento de directrices emitidas por los entes rectores y de control.	<ul style="list-style-type: none"> •Demoras en las revisiones de los Entes de Control •Demora en la disponibilidad de información requerida para la elaboración de los planes (perfiles de producción, estimados hidrocarbúferos, otros). •Dificultad de sesiones de Directorio para la aprobación de los planes que aplique. •Cambio de directrices gubernamentales (techo presupuestario, Plan Nacional de Desarrollo, otros). •Cambio constante de autoridades. 	<ul style="list-style-type: none"> •Se refiere a los inconvenientes presentados para la obtención de los avales de los instrumentos de planificación, lo que a su vez retrasa la aprobación de los entes pertinentes. 	60%	60%	0,36	<ul style="list-style-type: none"> •Seguimiento continuo y gestión para la aprobación oportuna de los instrumentos de planificación (planes empresariales) elaborados por la Jefatura Corporativa de Planificación, 	<ul style="list-style-type: none"> •Posibilidad de sanciones administrativas por parte de los Entes de Control. •Demora o retraso en la evaluación de la Gestión Empresarial. •Falta de disponibilidad de información para la toma de decisiones Gerenciales. 	Gerencia General / Subgerencia de Planificación y Control de Gestión	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A

Matriz de evaluación de riesgos												
Línea de Negocio	Objetivo Estratégico	Riesgo	Disparador de riesgo	Descripción de Riesgo	Probabilidad (%)	Impacto (%)	Criticidad del Riesgo	Plan de Acción	Consecuencia de la posible materialización del riesgo	Unidad Responsable	Estatus 2023	Observaciones
	7. Mantener la Salud, Seguridad, la Responsabilidad Social y Ambiental de los Empleados, Contratistas, Comunidades y Ecosistemas en las Áreas de Operación e Influencia.	Retrasos en la implementación y/o certificación del Sistema de Gestión de SSA CAUSARÍA incumplimiento en el objetivo de implementar y/o certificar las instalaciones elegidas bajo Normas ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018	*Falta de recursos para el proceso implementación y/o certificación. Falta de interés de las partes interesadas en la implementación y/o certificación. Falta de agilidad en los procesos de contratación.	*Retrasos en la implementación y/o certificación del Sistema de Gestión de SSA.	80%	80%	0,64	*Solicitud de recurso humano para las áreas que se encargan del proceso de implementación y/o certificación. Inducción a las Autoridades de empresa para la implementación y/o certificación del SIGSSA. Insistencia a LAB en el cumplimiento de los tiempos en los procesos pre contractuales.	*No cumplimiento de los requisitos que establecen las normas ISO 14001 y 45001 impediría la implementación y/o la obtención de las certificaciones del SIGSSA.	Gerencia General / Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A
		Demora en los pagos de indemnizaciones CAUSARÍA conflicto en las áreas de Influencia directa.	*No cumplimiento de los plazos establecidos para el pago.	*La falta de pago de indemnizaciones de PEC generan conflictos y paralizaciones	60%	60%	0,36	*Mantener el plazo de pago de las indemnizaciones en 60 días en promedio	*Paralización por parte de la comunidad. Pérdida de producción.	Gerencia General / Jefatura Corporativa de Responsabilidad Social y Relaciones Comunitarias	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A
		Niveles bajos de contratación de mano de obra local y servicios locales CAUSARÍA conflictividad social.	*Reportes de campo con % menor al 70% de contratación de mano de obra localParalización	*Cumplimiento de la contratación de mano de obra (MOL) de conformidad al Art. 41 de la Ley Orgánica para la Planificación Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica	100%	60%	0,60	*Registros de Mano de Obra Local y Servicios locales para cumplimiento (en 70% o más) de contratación de Mano de Obra Local por zona.	*Paralización por parte de la comunidad. Pérdida de producción.	Gerencia General / Jefatura Corporativa de Responsabilidad Social y Relaciones Comunitarias	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A
	8. Fortalecer las capacidades institucionales	La no aprobación, modificación o disminución del presupuesto de capacitación y por efecto el incumplimiento en la ejecución de los programas del Plan Anual de Capacitación 2023; CAUSARÍA, que los servidores públicos y obreros no adquieran o actualicen nuevos conocimientos, no desarrollen o potencialcen sus destrezas y habilidades, requeridas para un mejor desempeño en su puesto de trabajo.	*La no aprobación o falta de presupuesto debido a la modificación o disminución de la asignación presupuestaria para capacitación, por parte de los organismos rectores; así como también la modificación del monto de los planes anuales de actividades de los consorcios.	*La no aprobación, modificación o disminución del presupuesto asignado para capacitación; CAUSARÍA el incumplimiento en la ejecución de los programas del Plan Anual de Capacitación 2023.	80%	60%	0,48	*Seguimiento a la ejecución de los programas del Plan Anual de Capacitación 2023, para lo cual la Jefatura de Servicios de Formación y Capacitación remitirá el respectivo informe trimestral. *Reprogramación del Plan Anual de Capacitación 2023, en función de los recursos presupuestarios, priorizando las necesidades de capacitación empresarial.	*Se evidenciaría una baja ejecución y cumplimiento de los programas del Plan Anual de Capacitación 2023.	Gerencia General / Subgerencia de Talento Humano	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A
		El incumplimiento de los plazos para la gestión y registro de las actas de finiquito en el Sistema Único del Trabajo (SUT); así como el incumplimiento en el plazo de pago de la liquidación de haberes, según lo determinan las leyes, normas y procedimientos vigentes; CAUSARÍA observaciones, recomendaciones y/o sanciones administrativas por parte de las instituciones competentes u organismos de control.	*La inoportuna gestión del proceso de liquidación, CAUSARÍA la demora en la carga del acta de finiquito en el Sistema Único del Trabajo (SUT); así también, la inoportuna asignación de recursos presupuestarios para el pago de liquidación de haberes, CAUSARÍA el retraso en el pago de liquidación de haberes.	*El incumplimiento de los plazos para la gestión y registro de las actas de finiquito en el Sistema Único del Trabajo (SUT); así como el incumplimiento en el plazo de pago de la liquidación de haberes, según lo determinan las leyes, normas y procedimientos vigentes.	60%	100%	0,60	*Tomar acciones para evitar demoras en el proceso de elaboración y registro de las liquidaciones de haberes en el Sistema Único del Trabajo (SUT) dentro de los plazos previstos; así como también, estandarizar los procesos internos socializando los mismos entre la Jefatura de Nómina y las Jefaturas Zonales de Talento Humano, para cumplimiento de plazos en el proceso y registro pertinente de liquidaciones de haberes. (Transmitir conocimientos y unificar criterios).	*Retrasos o demoras en el proceso y registro de actas de finiquito en el Sistema Único del Trabajo (SUT); así como, retrasos o demoras en el pago de liquidación de haberes, lo que OCASIONARÍA sanciones por parte de la institución reguladora, Ministerio del Trabajo en este caso; recomendaciones o sanciones por parte de organismos de control; y, demandas de los ex funcionarios.	Gerencia General / Subgerencia de Talento Humano	En ejecución los planes de acción para prevenir y mitigar el riesgo.	N/A

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Nota : * La identificación de los riesgos conforme normativa interna de la EP PETROECUADOR, se ejecuta a inicios del año; por lo cual, los riesgos detallados anteriormente son susceptibles de cambios por las Unidades Orgánica de la EP PETROECUADOR.
*En caso de incorporación de nuevas unidades a la EP PETROECUADOR, se tomará las acciones pertinentes para la identificación de sus posibles riesgos.

Anexo 4

Cuadro Resumen - Línea Base y Metas

PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL					CUADRO RESUMEN LÍNEA BASE Y METAS EP PETROECUADOR							
Perspectiva	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador	Frecuencia de medición	Unidad de Medida*	Línea base 2023	Año 2024	I Trimestre	II Trimestre	III Trimestre	IV Trimestre	Comentario técnico(Justificación de la Propuesta del Indicador)
Financiera	1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.1 Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados.	Ingresos por comercialización de crudo y derivados	Semestral	Porcentaje	101,21%	100%		100%		100%	Meta 2024: 100%
					USD	13.807.080.790	13.975.276.619	3.434.126.081	3.441.739.365	3.630.803.423	3.468.607.750	
	1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.	Ejecución Presupuestaria de inversiones	Trimestral	Porcentaje	94,96%	100%	100%	100%	100%	100%	Meta 2024: 100%
					USD	2.147.715.950	1.936.726.325					Estará sujeto a las reprogramaciones internas realizadas y deberá medirse con el presupuesto codificado al cierre del periodo a evaluar.
	1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.	Ejecución Presupuestaria de costos y gastos	Trimestral	Porcentaje	94,08%	100%	100%	100%	100%	100%	Meta 2024: 100%
					USD	2.353.184.050	2.237.796.145					Estará sujeto a las reprogramaciones internas realizadas y deberá medirse con el presupuesto codificado al cierre del periodo a evaluar.
	1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo total por barril de petróleo crudo.	Mensual	USD /Bls	22,51	21,85	21,85	21,85	21,85	21,85	Meta 2024: 21,85 US\$/Bls
	1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo Operativo de transporte y almacenamiento de crudo por barril	Trimestral	USD /Bls	0,970	1,016	1,016	1,016	1,016	1,016	Meta 2024: 1,016 US\$/Bls Los costos se calculan en base al presupuesto y a los volúmenes de crudo
	1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo Operativo de transporte y almacenamiento de derivados por barril	Trimestral	USD /Bls	2,150	2,705	2,705	2,705	2,705	2,705	Meta 2024: 2,705 US\$/Bls Los costos se calculan en base al presupuesto y a los volúmenes de crudo,
1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo Operativo de Refinación de derivados por barril	Trimestral	USD /Bls	6,330	6,792	6,792	6,792	6,792	6,792	Meta 2024: 6,792 US\$/Bls	
1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo Operativo de comercialización interna de derivados por barril	Mensual	USD /Bls	2,340	2,347	2,347	2,347	2,347	2,347	Meta 2024: 2,347 US\$/Bls	
1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.4 Promover estrategias, proyectos y acciones que viabilicen el ingreso al mercado de capitales, mejoren la imagen corporativa y aumenten el valor de la empresa, incrementando su competitividad en el mercado nacional e internacional	Cumplimiento de ejes de gestión para financiamiento a través del mercado de capitales	Trimestral	Porcentaje	N/A	100%	25%	50%	75%	100%	Nuevo Indicador	

PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL						CUADRO RESUMEN LÍNEA BASE Y METAS EP PETROECUADOR							
Perspectiva	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador	Frecuencia de medición	Unidad de Medida*	Línea base 2023	Año 2024	I Trimestre	II Trimestre	III Trimestre	IV Trimestre	Comentario técnico(Justificación de la Propuesta del Indicador)	
Procesos Internos	2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2.1 Reactivar la actividad exploratoria (estudios).	Ejecucion de estudios exploratorios	Semestral	Porcentaje	113,13%	88,00%		44,00%		44,00%	Meta 2024: 88% La línea base es la ejecución de 7 Estudios Exploratorios de 8 programados cada año, con el fin de estimar recursos prospectivos de petróleo en áreas exploratorias nuevas y luego de su perforación, se determinará las reservas de petróleo.	
	2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2.2 Analizar la factibilidad de implementar Recuperación de mejora en los campos existentes.	Implementación de procesos recuperación mejorada	Semestral	Porcentaje	80,40%	90,00%		40,00%		50,00%	Meta 2024: 90% Previsto realizar 9 proyectos de Recuperación Mejorada, por posibles recortes presupuestarios y vínculos contractuales.	
	3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	3.1 Ejecutar Cambios de zonas y ejecuciones duales por años	Producción de Gas Natural	Mensual	Porcentaje	91,34%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Meta 2024: 100% Cifras acorde a los Estimados Hidrocarburiíferos 2024-2027, remitidos mediante oficio Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024. Se encuentra incluido el gas asociado de los campos, como por ejemplo al gas del Campo Amistad.
	3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	3.2 Optimizar los esquemas de producción de los campos.	Producción de Petróleo		Porcentaje	99,32%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Meta 2024: 100% Cifras acorde a las cifras 2024-20267 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024.
Clientes	4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.1 Gestionar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos.	Cobertura de la demanda nacional	Mensual	Porcentaje	96,50%	96%	96%	96%	96%	96%	Meta 2024: 96% Las proyecciones realizadas se basan en supuestos y son susceptibles de variaciones en el corto y mediano plazo debido a diversos factores como: política de precios, subsidios, escenarios hidroeléctricos sector eléctrico (CENACE), precios y marcadores internacionales del sector naviero; así como imprevistos y situaciones no programadas en Refinerías, Terminales y Depósitos, entre otros. Cifras acorde a las cifras 2024-2027 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024.	
	4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.	Índice de disponibilidad de Plantas.		Porcentaje	98,29%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	Meta 2024: 96% La operación de los centros de refinación a nivel nacional, pueden verse afectados directamente en su confiabilidad mecánica por problemas externos ajenos al control y operación normal de la EP PETROECUADOR, problemas que pueden acarrear daños en equipos estáticos y dinámicos, disminuyendo la disponibilidad efectiva de operación. Como por ejemplo, las salidas abruptas del Sistema Nacional Interconectado (SIN)
	4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.	Disponibilidad de Poliductos	Mensual	Porcentaje	97,99%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	Meta 2024: 97% El mayor tiempo de paralización aceptado en el mes, es el definido para ejecutar un operativo de cambio de tramos de mantenimiento de línea. Esto es 48 horas.
	4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.	Niveles de derivados (Stock seguridad)	Mensual	Días	11,76	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	Meta 2024: 10,5 días Con el objetivo de garantizar el normal abastecimiento de combustibles se procura mantener altos niveles de almacenamiento para afrontar inconvenientes como mal tiempo, retrasos en el arribo de combustible importado, etc.
	4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.	Importación de derivados de Hidrocarburos	Mensual	Porcentaje	99,22%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Meta 2024: 100% Las importaciones de combustibles se calculan anualmente basados en supuestos de operación de refinerías y proyecciones de demanda de combustibles, los cuales se ajustarán en función de las necesidades, para garantizar el normal abastecimiento de combustibles a nivel nacional, además están sujetas a los riesgos propios del transporte de combustibles vía marítima. Cifras acorde a las cifras 2024-2027 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024
			barriles		66.080.093	68.688.696	15.532.513	16.145.513	18.675.335	18.335.335			

PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL

CUADRO RESUMEN LÍNEA BASE Y METAS EP PETROECUADOR

Perspectiva	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador	Frecuencia de medición	Unidad de Medida*	Línea base 2023	Año 2024	I Trimestre	II Trimestre	III Trimestre	IV Trimestre	Comentario técnico(Justificación de la Propuesta del Indicador)
Clientes	5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarburíferas.	Porcentaje de exportaciones de Crudo Oriente y Napo	Mensual	Porcentaje	98,92%	98%	98%	98%	98%	98%	Meta 2024: 98% Las metas son establecidas mensualmente por la Jefatura de Programación Operativa, considerando cargamentos de 360.000 bis sin embargo los contratos de compra y venta del petróleo señalan un mínimo contractual a opción de EP PETROECUADOR +/- 5%/remiten dos documentos para justificativos, hacer resumen.
	5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarburíferas.	Porcentaje de exportaciones de productos derivados	Mensual	Porcentaje	98,16%	98%	98%	98%	98%	98%	Meta 2024: 98% Las metas son establecidas mensualmente por la Jefatura de Programación Operativa, de acuerdo a los terminos contractuales de cada uno de los contratos vigentes de compras -venta de hidrocarburos existe una variación volumétrica del +/- 5% y 10% a opción de EP PETROECUADOR, situación que se considera en base a la disponibilidad de stock de crudo y derivados en los terminales marítimos.
Aprendizaje y Crecimiento	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar y Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Transporte de crudo SOTE	Mensual	Porcentaje	99,41%	98%	98%	98%	98%	98%	Meta 2024: 98% La meta 98% se aplica debido a la segregación y transporte de crudo en tres calidades que obliga a mantener niveles mínimos operativos de crudo en tanques de Lago Agrio.
	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Transporte de derivados	Mensual	Porcentaje	101,09%	98%	98%	98%	98%	98%	Meta 2024: 98% La ejecución depende de condiciones externas de mercado, condiciones meteorológicas, disponibilidad de Producto, etc.
	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Producción de derivados en refinerías	Mensual	Porcentaje	96,56%	96%	96%	96%	96%	96%	Meta 2024: 96% La producción de derivados producidos en los centros de refinación del país es directamente proporcional a agentes externos no controlados por la EP PETROECUADOR, como por ejemplo la disminución de carga de una unidad por un alto stock de un producto hidrocarburífero por una baja demanda (pandemia) o por problemas en los amarres de los buques (clima), entre otros inconvenientes.
					barriles	63.204.904	61.406.733	15.455.094	16.444.421	14.372.721	15.134.497	
	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Carga de Crudo en refinerías	Mensual	Porcentaje	97,24%	96%	96%	96%	96%	96%	Meta 2024: 96% La producción de derivados producidos en los centros de refinación del país depende de agentes externos no controlados por la EP PETROECUADOR, como por ejemplo la disminución de carga de una unidad por un alto stock de un producto hidrocarburífero por una baja demanda (pandemia) o por problemas en los amarres de los buques (clima), entre otros inconvenientes.Cifras acorde a las cifras 2024-2027 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024.
					barriles	53.375.657	54.387.127	14.538.105	14.538.105	11.509.183	13.801.734	
	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar y Monitorear los Sistemas de Producción, Refinación, Transporte y Almacenamiento.	Producción nacional de derivados	Mensual	Porcentaje	98,64%	98%	98%	98%	98%	98%	Meta 2024: 98% La producción nacional de derivados puede variar en función de la operatividad de los centros de refinación, retrasos en los arribos de las importaciones por mal tiempo; incumplimiento de parámetros de calidad; problemas en el transporte de combustibles vía marítima y otros. Cifras acorde a las cifras 2024-2027 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024.
					barriles	76.420.783	76.313.796	18.903.912	20.123.303	18.285.743	19.000.838	
	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.2 Incrementar la transparencia en el manejo de la empresa.	Porcentaje de cumplimiento de implementación del Sistema de Gestión Antisoborno-SGAS	Semestral	Porcentaje	100%	100%		100%	100%	100%	Meta 2024: 100% Incorporación de procesos a la gestión certificada.
	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.3 Implementar y fortalecer el modelo de Gestión Social a través del Programa de Relaciones Comunitarias para coadyuvar con el normal desarrollo y operatividad continua de las actividades de la Empresa.	Cumplimiento del Programa de Relaciones Comunitarias.	Semestral	Porcentaje	100,00%	100%		100%	100%	100%	Meta 2024: 100%
Número					120	120		60	60			

PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL						CUADRO RESUMEN LÍNEA BASE Y METAS EP PETROECUADOR							
Perspectiva	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador	Frecuencia de medición	Unidad de Medida*	Línea base 2023	Año 2024	I Trimestre	II Trimestre	III Trimestre	IV Trimestre	Comentario técnico(Justificación de la Propuesta del Indicador)	
Aprendizaje y Crecimiento	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.4 Optimización de la gestión energética	Consumo energético	Mensual	kW/ BFPD	0,13790	0,1365	0,1365	0,1365	0,1365	0,1365	Meta 2024: 0,1365 kW/BFPD	
	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.5 Gestión de producción más limpia	Reducción de emisiones al ambiente	Semestral	Toneladas	308.383	295.408		143.461		151.946	Meta 2024: 295.408 Toneladas Las metas se establecen en función del ingreso de facilidades que usen gas asociado como combustible y/o mediante la interconexión con el Sistema Nacional (generando emisiones evitadas por el desplazamiento de combustibles líquidos en el Sistema Eléctrico Petroero). Por lo cual se atan al cumplimiento de los portafolios de proyectos del Departamento de Soluciones Energéticas. Por lo anterior se estima la energía que estas facilidades (generación a gas y/o interconexión al SNI) aportarán en ese año y con ello las consecuentes emisiones evitadas.	
	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.6 Consolidar el proceso de Transformación Empresarial a través de la aplicación de las mejores prácticas de buen gobierno corporativo y gestión del cambio, en conjunto con las Unidades Orgánicas de la Empresa y de ser pertinente, con otras entidades públicas y privadas a nivel nacional e internacional.	Cumplimiento de ejes de gestión de buen gobierno corporativo	Trimestral	Porcentaje	N/A	100%	11%	33%	78%	100%	Indicador Nuevo	
	7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.1 Reforzar la aplicación de las normas de seguridad industrial y ,salud ocupacional en las operaciones.	Índice de frecuencia de accidentes	Mensual	Número	0,52	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	Meta 2024: 0,55 El límite de tolerancia del índice de frecuencia de accidentes del año 2023 fue de 0,56, se cumplió al 100% considerando un resultado de 0,52; para el 2024 se propone el límite de tolerancia para el índice de frecuencia empresarial en 0,48 a fin de mantener coherencia con la meta establecida en el Plan de Negocios y Expansión 2024	
	7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.2 Minimizar el impacto ambiental de las actividades hidrocarburíferas	Cumplimiento del plan de manejo ambiental	Mensual	Porcentaje	99,78%	100%	10,69%	33,99%	55,86%	100,00%	Meta 2024: 100% Las metas corresponden a la planificación histórica programada en el aplicativo empresarial de SSA para el 2023, en noviembre se podrá ajustar a datos de la planificación real 2024	
	7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.3 Aplicar programas de restauración de áreas afectadas por fuentes de contaminación a fin de mejorar las condiciones ambientales de las zonas de influencia de la EP PETROECUADOR.	Número de fuentes de contaminación de la industria hidrocarburífera remediadas por EP PETROECUADOR	Semestral	Número	124	129		51			78	Meta 2024: 129 fuentes La metas del indicador de número de fuentes a eliminarse están definidas de forma plurianual para el periodo 2021-2025. Esta definición se realizó por formar parte del Plan de Creación de Oportunidades 2021-2025 de Ecuador (Planificación del Gobierno Nacional), por tal razón no se tiene una proyección de incremento anual, debido a que se planificó en función de las capacidades operativas y registro de fuentes por cada año de intervención.
	7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.4 Mejorar los sistemas de gestión seguridad, salud y ambiente en las operaciones de la empresa conforme los estándares ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018	Porcentaje de cumplimiento del plan de implementación de la Norma ISO-14001: e ISO 45001-2018 SIGSSA	Trimestral	Porcentaje	N/A	100%	30,23%	47,65%	62,58%		100,00%	Indicador Nuevo

PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL						CUADRO RESUMEN LÍNEA BASE Y METAS EP PETROECUADOR						
Perspectiva	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador	Frecuencia de medición	Unidad de Medida*	Línea base 2023	Año 2024	I Trimestre	II Trimestre	III Trimestre	IV Trimestre	Comentario técnico(Justificación de la Propuesta del Indicador)
Aprendizaje y Crecimiento	8. Fortalecer las capacidades institucionales	8.1 Promover el desarrollo permanente del talento humano.	Porcentaje de Cumplimiento del Plan de Capacitación	Trimestral	Porcentaje	N/A	90%	15%	30%	30%	15%	Indicador Nuevo
	8. Fortalecer las capacidades institucionales	8.2 Fortalecer el modelo de gestión del talento humano.	Porcentaje de Inclusión de Personal con Discapacidad	Trimestral	Porcentaje	N/A	4%	4%	4%	4%	4%	Indicador Nuevo

Nota: - Los indicadores del Plan General de Negocios, Expansión e Inversión son los mismos que se encuentran en el Plan Estratégico, debido que por el giro del negocio y por depender del presupuesto del Estado no se consideran indicadores diferentes.

- En el caso de actualizaciones de los Estimados Hidrocarburos por parte del ente rector MEM, se deberá considerar las últimas oficializadas
- La evaluación y seguimiento de la planificación se analizará en los Informes de Gestión Trimestrales presentados al Directorio de la Empresa.
- Las metas consideran las cifras 2024-2026 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024.

Fuente: EP PETROECUADOR

Anexo 5

PLAN OPERATIVO ANUAL REPROGRAMACIÓN 2024

1. RESUMEN EJECUTIVO DE METAS OPERATIVAS

La Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR, con la finalidad de cumplir con el normal desarrollo de sus actividades operacionales como son: exploración, producción, refinación, transporte, exportación y comercialización de crudo y derivados, procede a realizar la programación de las cifras operativas 2024.

Las proyecciones realizadas se basan en supuestos y son susceptibles de variaciones en el corto y mediano plazo debido a diversos factores internos y externos que inciden en las actividades de la cadena de valor de la EP PETROECUADOR; motivo por el cual se establecieron metas en porcentajes.

A continuación, se resumen las metas anuales 2024 de las principales actividades operacionales de la EP PETROECUADOR, mismas que se encuentran alineadas a los objetivos empresariales y gubernamentales:

- Se estima una producción de hidrocarburos de 150,0 millones de barriles equivalentes de petróleo (producción de crudo de campo de 140,9 millones de barriles + producción de gas natural de 3,8 y gas asociado de 5,3 millones de barriles equivalentes); programándose una meta del 100 %.
- La capacidad nominal del SOTE es 360,000 BPD de crudo de 23,7 °API, considerando hasta un -2% de esa capacidad por mantenimientos preventivos y/o correctivos, estableciéndose una meta del 98%.
- El volumen de crudo a exportar, se establecerá de acuerdo a los saldos exportables definidos mensualmente por el Ministerio de Energía y Minas, teniendo como meta el 95%.
- Las refinerías recibirán un total de 54,4 millones de barriles de cargas de crudo para su refinación acorde con los paros programados, Estas cargas pueden variar por agentes externos no controlados por la EP PETROECUADOR, como por ejemplo la disminución de carga de una unidad por un alto stock de un producto hidrocarbúrico por una baja demanda (pandemia), problemas en los amarres de los buques (clima), problemas de transporte de crudo entre otros inconvenientes;

por estos motivos se estableció una meta del 96%.

- La producción nacional de derivados será de 76,3 millones de barriles, la cual puede variar en función de la operatividad de los centros de refinación, retrasos en los arribos de las importaciones por mal tiempo, incumplimiento de parámetros de calidad; problemas en el transporte de combustibles vía marítima y otros; por lo que se considera una meta del 98%.
- Por la red de poliductos se transportará un volumen de 101,9 millones de barriles de derivados, dependiendo de condiciones externas de mercado, condiciones meteorológicas, disponibilidad de Producto, etc.; por la que se establece para el año una meta del 98%.
- Se proyecta la demanda de derivados de 112,3 millones de barriles, tomando en cuenta que las proyecciones realizadas se basan en supuestos y son susceptibles de variaciones en el corto y mediano plazo debido a diversos factores que inciden en el comportamiento de la demanda como: situaciones de emergencia, política de precios, subsidios, dependencia de escenarios hidrológicos en el sector eléctrico (CENACE), precios y marcadores internacionales para el sector naviero; así como también imprevistos y situaciones no programadas en Refinerías, Terminales y Depósitos, entre otros; se fija una meta de 96%.
- Se prevé importar 68,7 millones de barriles de derivados; tomado en cuenta que los requerimientos de importaciones de combustibles se calculan anualmente basados en supuestos de operación de refinerías y proyecciones de demanda de combustibles, los cuales tendrán variaciones y se ajustarán en función de las necesidades de la EP PETROECUADOR para garantizar el normal abastecimiento de combustibles a nivel nacional, razón por la cual se fija la meta en el 100%.
- Para el volumen de exportación de derivados se consideran los términos contractuales de cada uno de los contratos vigentes de compras - venta de hidrocarburos en los cuales existe una variación volumétrica del +- 5% y 10% a opción de EP PETROECUADOR, situación que se establece en base a la disponibilidad de stock de crudo y derivados en los terminales marítimos; por lo que se establece un 98% de meta.

Como se puede observar los porcentajes de metas se establecen en base a los diferentes factores que inciden en el cumplimiento, sin afectar el normal abastecimiento de combustibles en el país.

En el siguiente cuadro se presenta una síntesis de las metas operativas de las diferentes fases de la empresa:

**Cuadro N° 1: Resumen Plan Operativo
Año 2024
Cifras en miles de barriles**

DETALLE	POA 2023 * EJECUTADO (a)	POA 2024 (b)		VARIACIÓN 2024/2023	
		Volumen	Porcentaje	Vol. c = b-a	% d = b/a
PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS	144.262	149.959	100%	5.698	3,9%
Crudo	141.137	140.874	100%	(263)	-0,2%
Gas (BOE)	3.124	9.085	100%	5.961	190,8%
PRODUCCIÓN CRUDO Y GAS (BLS/DÍA)	395.237	409.725	100%	14.487	3,7%
CARGAS DE CRUDO A REFINERIAS	53.376	54.387	96%	1.011	1,9%
Esmeraldas	33.711	33.448	96%	(263)	-0,8%
Libertad	12.715	13.766	96%	1.051	8,3%
Shushufindi	6.950	7.174	96%	224	3,2%
PRODUCCIÓN DE DERIVADOS	76.421	76.314	98%	(107)	-0,1%
TRANSPORTE DE DERIVADOS	97.250	101.930	98%	4.680	4,8%
DEMANDA DE DERIVADOS	104.092	112.248	96%	8.156	7,8%
IMPORTACIÓN DE DERIVADOS	66.081	68.689	100%	2.607	3,9%

Nota: *Cifras 2023 enero - diciembre ejecutadas

Para el POA 2023, la producción de crudo incluye los volúmenes del Proyecto Amazonía Viva y la producción de gas incluye los volúmenes de Gas Asociado.

Fuente: Cifras 2024 - 2027 remitidas con oficio Nro. Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024; Estadístico 2023; Gerencia Transporte - EPPEC.

2. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

En la exploración y producción de hidrocarburos la empresa opera 25 bloques, 22 ubicados en la cuenca Oriente del Ecuador y 3 en la Zona del Litoral.

A continuación, se describen las metas que la Gerencia de Exploración y Producción deberá alcanzar para el año 2024:

Cuadro N° 2: Metas Exploración y Producción de Petróleo y Gas

OBJETIVO	ESTRATEGIA	INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA	META 2024
OE 3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural.	3.1 Aprovechamiento de gas natural	Producción de Gas Natural	Porcentaje	100%
	3.2 Optimizar los esquemas de producción de los campos.	Producción de Petróleo	Porcentaje	100%

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

Condiciones para el cumplimiento de la producción de campo.

- Perforación de 156 pozos, los trabajos de perforación se concentrarán en 10 Activos (Lago Agrio – Libertador es un solo Activo); 117 por parte de EP PETROECUADOR.
- Perforación de 39 pozos nuevos por parte de los Consorcios que actualmente mantienen vínculos contractuales de Prestación de Servicios con Financiamiento de la Contratista en los campos: Chonta Sur (3), Paka Norte (5), Oso (6), Yuralpa (6), cononaco (1), Pitalala (1), Yulebra (1), Shushufindi (5), Drago (5) y Parahuacu (6). El perfil de producción contempla una proyección de actividades de perforación conforme lo establece los contratos en su plan de actividades anuales.
- Reacondicionamientos Capex: 49 por parte de EP PETROECUADOR.
- Para el cumplimiento del Perfil de producción se requiere que no exista retraso en construcción de plataformas, facilidades de superficie, licencias ambientales, liberaciones comunitarias y se contará con el presupuesto requerido para el desarrollo de los prospectos exploratorios.

Cuadro N° 3: Producción de Crudo y Gas
Año 2024
Cifras en miles de barriles

ACTIVO	POA 2023 * EJECUTADO (a)	POA 2024 (b)		VARIACIÓN 2024/2023	
		Volumen	Porcentaje	Vol. c = b-a	% d = b/a
Activo EY-Blq.12+Blq,31+BLQ,43	31.897	27.970	100%	(3.927)	-12,3%
Activo IN - Bloque 15	5.150	5.530	100%	379	7,4%
Activo OY - Blq. 7 Y 21	6.928	9.354	100%	2.426	35,0%
Activo PA - Bloque 18	3.113	2.631	100%	(482)	-15,5%
Activo Auca	26.954	24.162	100%	(2.792)	-10,4%
Activo Shushufindi	22.082	21.665	100%	(417)	-1,9%
Activo Libertador	4.009	3.106	100%	(904)	-22,5%
Activo Lago Agrio	3.765	4.188	100%	424	11,3%
Activo Cuyabeno	7.122	5.431	100%	(1.691)	-23,7%
Activo Sacha	26.302	28.600	100%	2.298	8,7%
Activo Amistad Bloque 1 (Pacoa)	11	11	100%	(1)	-4,7%
Prospectos Exploratorios	-	871	100%	871	
Reactivación de pozos Distrito Amazónico	-	2.097	100%	2.097	
Bloque 16 Y 67 (EX REPSOL)	3.800	5.258	100%	1.458	38,4%
Crudo recuperado Amazonía Viva	4	-		(4)	
PRODUCCIÓN DE CRUDO	141.137	140.874	100%	(263)	-0,2%
GAS CAMPO AMISTAD BOE	1.300	3.830	100%	2.530	194,6%
GAS ASOCIADO BOE	1.824	5.255	100%	3.431	188,1%
PRODUCCIÓN DE GAS (BOE)	3.124	9.085	100%	5.961	190,8%
TOTAL CRUDO Y GAS (BOE)	144.262	149.959	100%	5.698	3,9%

Nota: *Cifras 2023 enero - diciembre ejecutadas

Para el POA 2023, la producción de crudo incluye los volúmenes del Proyecto Amazonía Viva.

Fuente: Cifras 2024 - 2027 remitidas con oficio Nro. Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024; Estadístico 2023

3. TRANSPORTE DE CRUDO Y DERIVADOS

El transporte de crudo y derivados lo realiza la Gerencia de Transporte; que es la encargada de transportar crudo por el SOTE, transportar derivados por poliductos y realizar mezclas de gasolinas súper, extra, ecopaís y pesca artesanal en los diferentes terminales.

A continuación, se describen las metas que esta gerencia deberá alcanzar para el año 2024:

Cuadro N° 4: Metas Transporte de Crudo y Derivados

OBJETIVO	ESTRATEGIA	INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA	META 2024
OE 4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.1 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.	Disponibilidad de poliductos.	Porcentaje	97%
OE 6. Incrementar la eficiencia empresarial.	6.1 Optimizar y Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Porcentaje de crudo transportado por el SOTE.	Porcentaje	98%
		Volumen de derivados transportado por poliductos.	Porcentaje	98%

Fuente: Gerencia de Transporte

Se establece una meta del 98% para el transporte de derivados por poliductos debido a que depende de condiciones externas de mercado, condiciones meteorológicas, disponibilidad de producto, etc.

**Cuadro N° 5: Transporte de derivados por poliductos
Año 2024 Cifras en miles de barriles**

POLIDUCTO	POA 2023 * EJECUTADO (a)	POA 2024 (b)		VARIACIÓN 2024/2023	
		Volumen	Porcentaje	Vol. c = b-a	% d = b/a
Esmeraldas - Santo Domingo	27.682	27.516	98%	(167)	-0,6%
Santo Domingo - Beaterio (**)	21.520	21.095	98%	(425)	-2,0%
Santo Domingo - Pascuales (**)	478	725	98%	248	51,9%
Quito - Ambato - Riobamba	6.390	6.429	98%	39	0,6%
Ambato - Riobamba (**)	1.751	1.899	98%	147	8,4%
Shushufindi - Quito	1.590	1.667	98%	77	4,8%
Libertad - Pascuales	8.576	8.501	98%	(74)	-0,9%
Libertad - Manta	4.547	4.473	98%	(75)	-1,6%
Tres Bocas - Pascuales	22.176	23.840	98%	1.664	7,5%
Pascuales - Cuenca	9.816	12.618	98%	2.802	28,5%
Tres Bocas - Fuel Oil	3.239	3.449	98%	210	6,5%
Monteverde - Chorrillo	13.233	13.437	98%	204	1,5%
TOTAL	97.250	101.930	98%	4.680	4,8%

Nota: *Cifras 2023 enero - diciembre ejecutadas

Fuente: Estadístico 2023, Gerencia Transporte - EP PETROECUADOR

4. INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS

La producción de derivados producidos en los centros de refinación del país es directamente proporcional a agentes externos no controlados por la EP PETROECUADOR, como por ejemplo la disminución de carga de una unidad por un alto stock de un producto hidrocarburífero por una baja demanda (pandemia), problemas en los amarres de los buques (clima) entre otros inconvenientes.

A continuación, se detallan las estrategias, metas e indicadores correspondientes a la Gerencia de Refinación:

Cuadro N° 6: Metas Industrialización de Hidrocarburos

OBJETIVO	ESTRATEGIA	INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA	META 2024
OE 6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar y Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Producción de derivados en refinerías	Porcentaje	96%
		Cargas de crudo en refinerías.	Porcentaje	96%

Fuente: Gerencia de Refinación

4.1 Cargas de crudo a refinerías

Durante el año 2024 se ha programado procesar un volumen de 54,4 millones de barriles de crudo en las refinerías del país, de acuerdo al siguiente detalle:

- En Refinería Esmeraldas se considera una disponibilidad operativa de las Crudos 1 y 2 del 100%, pero por motivos de seguridad y paros programados de las unidades se estima un promedio anual del 83%, con una carga de 33,4 millones de barriles de crudo.
- Refinería La Libertad cargará 13,8 millones de barriles de crudo y operará al 84%, en promedio ponderado anual de la capacidad de sus tres unidades.
- Refinería Shushufindi operará al 98% en promedio anual de su capacidad operativa, con una carga de 7,2 millones de barriles de crudo.

A continuación, se puede observar la programación de cargas de crudo en las refinerías, para el año 2024:

Cuadro N° 7: Cargas de crudo a refinерías
Año 2024
Cifras en miles de barriles

REFINERÍA	POA 2023 * EJECUTADO (a)	POA 2024 (b)		VARIACIÓN 2024/2023	
		Volumen	Porcentaje	Vol. c = b-a	% d = b/a
Esmeraldas	33.711	33.448	96%	(263)	-0,8%
Libertad	12.715	13.766	96%	1.051	8,3%
Shushufindi	6.950	7.174	96%	224	3,2%
TOTAL	53.376	54.387	96%	1.011	1,9%
Carga de gas asociado (MMPCS)	3.534	3.850	96%	316	8,9%

Nota: *Cifras 2023 enero - diciembre ejecutadas

Fuente: Cifras 2024 - 2027 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024; Estadístico 2023

4.2 Paros de Plantas

Para el año 2024 se programan los siguientes paros de mantenimiento:

Refinería Esmeraldas

CRUDO1 / VACÍO1	40 días del 16 de agosto al 25 de septiembre
FCC/GASCON/MEROX	65 días del 16 de agosto al 20 de octubre
U, S, Z1	33 días del 16 de agosto al 18 de septiembre
PARO TOTAL	25 días del 26 de agosto al 20 de septiembre

Refinería La Libertad

PARSONS	45 días del 14 octubre al 27 de noviembre
UNIVERSAL	30 días del 11 de noviembre al 10 de diciembre

Refinería Shushufindi

PLANTA DE GAS Y EST. CAPTACIÓN	16 días del 14 al 29 de octub
--------------------------------	-------------------------------

5. PRODUCCIÓN NACIONAL DE DERIVADOS

La producción nacional de derivados se compone de: la producción de derivados terminados en refinerías (Gerencia de Refinación), mezclas en terminales (Gerencia de Transporte) y la disponibilidad de gasolina Súper, lo cual permite satisfacer la demanda interna del país. Es importante indicar que la producción incluye importaciones de nafta de alto octano y diésel 2 (utilizado como diluyente), que son utilizados para obtención de gasolinas y fuel oil, respectivamente.

La producción nacional de derivados puede variar en función de la operatividad de los centros de refinación del país (Esmeraldas, La Libertad y Shushufindi) por problemas en el suministro de carga; variaciones en la ejecución de paros programados o si se presentan paros emergentes que afectan directamente a la producción propia; por otro lado está la actividad de importación de combustibles que también puede presentar una serie de factores de riesgo, los cuales son factores preponderantes en la preparación de combustibles a nivel nacional.

Cuadro N° 8: Producción nacional de derivados
Año 2024
Cifras en miles de barriles

PRODUCTO	POA 2023 * EJECUTADO (a)	POA 2024 (b)		VARIACIÓN 2024/2023	
		Volumen	Porcentaje	Vol. c = b-a	% d = b/a
Gasolinas	30.176	30.199	95%	22	0,1%
Diésel 2	4.222	4.382	95%	160	3,8%
Diésel premium	6.608	7.392	95%	784	11,9%
Fuel oil N° 4	8.044	9.506	95%	1.462	18,2%
Fuel oil N° 6 exportación	10.315	7.600	95%	(2.715)	-26,3%
Fuel oil N° 6 Sector Naviero Internacional	4.331	4.560	95%	229	5,3%
Fuel oil N° 6 consumo nacional	1.843	2.256	95%	413	22,4%
GLP	1.903	1.721	95%	(182)	-9,5%
Jet A-1	2.976	2.596	95%	(380)	-12,8%
Asfaltos	1.388	1.455	95%	66	4,8%
Residuo (crudo reducido)	3.295	3.316	95%	22	0,7%
Otros	1.319	1.332	95%	12	0,9%
TOTAL	76.421	76.314	95%	(107)	-0,1%

Nota: *Cifras 2023 enero - diciembre ejecutadas

Fuente: Cifras 2024 - 2027 remitidas con oficio Nro. Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024; Estadístico 2023

El programa de producción de derivados para el año 2024, se realizó en base a los siguientes considerandos:

- En la programación de preparación de gasolinas de la EP PETROECUADOR, para satisfacer la demanda nacional de estos combustibles, se estima la utilización de las naftas de producción propia y la importación de naftas de 80 RON y 95 RON, en las recetas de preparación de gasolinas.
- En la preparación de la gasolina de 85 octanos (RON) con etanol (Ecopaís) no se considera expansión del programa en ningún otro centro operativo de la Zona Norte, únicamente se mantienen en los centros de despacho actuales, es decir, en las Refinerías Esmeraldas y La Libertad y los Terminales de Pascuales, Barbasquillo, La Troncal, Chaullabamba y la Toma.
- El porcentaje de etanol anhidro utilizado para la estimación del Balance Oferta Demanda de Derivados para el año 2024, es en promedio del 1,66%, mismo que se estimó en base a la demanda proyectada de Gasolina Ecopaís, y la oferta de etanol anhidro de producción nacional, en razón que no existe una proyección de

incremento definida, y ésta es revisada periódicamente por el Ministerio de la Producción, del cual la oferta de etanol proyectada es 41'224.380 litros para el año 2024.

- En la preparación de combustible para motores de dos tiempos, se considera que la composición es: 1,8% Vol es aceite lubricante y 98,2% Vol son naftas propias.
- A partir de agosto 2021, se considera el uso de Diésel 2 importado como diluyente en la preparación de Fuel Oil 6 en Refinería Esmeraldas, en sustitución del producto Cutter Stock, la proporción de mezcla del Diésel 2, como diluyente en las preparaciones del Fuel Oil 6, se considera en el 23% vol.
- Se consideran transferencias de nafta de Bajo octano con un valor que oscila entre 67 y 82 RON (nafta tratada + nafta reformada + nafta pesada) vía buque tanque desde Refinería Esmeraldas hacia el Terminal Pascuales y Refinería La Libertad, para la preparación de gasolina de 85 octanos (RON) y gasolina de 85 octanos (RON) con etanol.
- Transferencias de gasolina de 95 octanos (RON) hacia Refinería Shushufindi desde Refinería Esmeraldas, Terminal Santo Domingo o Terminal El Beaterio para la preparación de gasolina de 85 octanos (RON).

6. COMERCIALIZACIÓN INTERNA DE DERIVADOS

La Gerencia de Comercialización Nacional es la encargada del abastecimiento de combustibles en forma oportuna, con garantía y calidad, con procesos altamente tecnificados y certificados, a fin de satisfacer la demanda nacional.

En el siguiente cuadro se plantea la meta para el año 2024 en un 96%, como se detalla:

Cuadro N° 9: Metas Comercialización Interna de Derivados

OBJETIVO	ESTRATEGIA	INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA	META 2024
OE 4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos.	2.1 Gestionar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos.	Cobertura de la demanda nacional	Porcentaje	96%

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

6.1 Demanda nacional de derivados

Para la proyección de la demanda se aplicaron métodos estadísticos que permiten reflejar la tendencia histórica de los despachos por cada producto, considerando una base de datos de 9 años y su comportamiento mensual, por lo que se considera una muestra confiable para el efecto. Entre las metodologías utilizadas se puede mencionar: el método de proyección por medias móviles, tendencias, pronósticos, análisis estadístico, entre otros.

**Cuadro N° 10: Demanda nacional de derivados
Año 2024**

Cifras en miles de barriles

PRODUCTO	POA 2023 * EJECUTADO (a)	POA 2024 (b)		VARIACIÓN 2024/2023	
		Volumen	Porcentaje	Vol. c = b-a	% d = b/a
Gasolinas	29.929	30.725	96%	796	2,7%
Diésel 2	10.364	12.672	96%	2.307	22,3%
Diésel premium	27.670	29.045	96%	1.375	5,0%
Fuel oil N° 4	8.007	9.506	96%	1.499	18,7%
Fuel oil N° 6	4.826	4.560	96%	(266)	-5,5%
GLP	15.408	16.070	96%	662	4,3%
Jet A-1	2.701	2.720	96%	19	0,7%
Asfaltos	1.382	1.455	96%	73	5,3%
Residuo	2.548	4.221	96%	1.673	65,7%
Otros	1.257	1.274	96%	18	1,4%
TOTAL	104.092	112.248	96%	8.156	7,8%

Nota: *Cifras 2023 enero - diciembre ejecutadas

Fuente: Cifras 2024 - 2027 remitidas con oficio Nro. Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024; Estadístico 2023

La demanda no siempre es constante, ya que en ocasiones presenta fluctuaciones que responden a factores exógenos que escapan de cualquier análisis, atribuyéndole un alto grado de exposición a la incertidumbre, considerando que la proyección solicitada es a largo plazo y se desconoce los factores y políticas que se aplicarán en dicho periodo, lo que disminuye considerablemente el nivel de certidumbre de las cifras presentadas.

Las cifras proyectadas se basan en supuestos, mismas que están sujetas a variaciones debido a proyectos a largo plazo que se estimen en los diferentes sectores de consumo tanto a nivel privado como público; así como también las políticas de Gobierno que ejecute

el Estado, como por ejemplo el uso de biocombustibles (etanol, biodiesel), variación en el crecimiento y transición del parque automotor a eléctricos e híbridos, cambio de precios y optimización de subsidios, también se puede mencionar el crecimiento del parque Industrial y otros factores.

COMBUSTIBLES PARA EL SECTOR ELÉCTRICO

Con oficio Nro. CENACE-GPL-2023-0156-O de 16 de octubre de 2023, el Gerente Nacional de Planeamiento Operativo, remitió las estimaciones de la demanda de combustibles del sector eléctrico para el período de estiaje octubre de 2023 a marzo de 2024, considerando el escenario hidrológico de probabilidad de excedencia del 90%; así también, el Director de Análisis y Prospectiva Eléctrica mediante Oficio Nro.MEM-DAPE-2023-0111-OF de 30 de octubre de 2023, remitió la proyección de la demanda de combustibles para el sector eléctrico del periodo julio 2025-diciembre 2027.

GASOLINAS

La proyección de la demanda de gasolinas (Súper, Extra, Extra con Etanol y Gasolina para Pesca Artesanal) se elaboró tomando en cuenta la tendencia del comportamiento de los despachos históricos.

DIÉSEL

La proyección de la demanda de Diésel se basa en el comportamiento del consumo de los diferentes sectores (automotriz, industrial, petrolero, naviero entre otros) de conformidad con la tendencia de los despachos históricos.

FUEL OIL N° 4

En virtud de la incertidumbre que trae consigo atender el 100% de las proyecciones de demanda del Sector Naviero Internacional, y para garantizar la operatividad de las refinerías La Libertad y Esmeraldas, la demanda de Fuel Oil 4 será abastecida por la producción de Refinería La Libertad, priorizando los requerimientos del sector industrial y eléctrico, con excepción de los períodos de paro programado de las unidades operativas de Refinería la Libertad en que se deberá preparar este producto en Refinería Esmeraldas para suplir el déficit de producción.

FUEL OIL N° 6

La proyección de la demanda de Fuel Oil 6 desde Refinería Esmeraldas para el Segmento Naviero Internacional, considera los compromisos establecidos en los contratos modificatorios suscritos con las comercializadoras del segmento, mismos que manifiesta que se pondrá a disposición del segmento naviero internacional dos ventanas de mensuales aproximadamente de 190.000 bbl cada una, y se entregarán conforme lo acordado por las comercializadoras, disponibilidad que está sujeta a condiciones operativas de Refinería Esmeraldas.

ASFALTOS

Las proyecciones de asfaltos consideran el análisis de los datos estadísticos desde el año 2012, mismos que han presentado un comportamiento atípico de un período a otro, toda vez que ha reflejado incrementos importantes de hasta el 22% como es el caso del año 2021 respecto a los despachos del 2020 (emergencia sanitaria) y decrementos drásticos de hasta el 38% como fue el caso del año 2014, por lo que su tendencia no es estable y el consumo depende directamente de la planificación de obras de asfaltado, pavimentación y repavimentación, por parte de los Gobiernos Autónomos Descentralizados y Gobiernos Provinciales, misma que a su vez depende de la disponibilidad y asignación de recursos.

Por lo expuesto existe cierta incertidumbre en cuanto al cumplimiento de dichas proyecciones toda vez que las mismas están directamente relacionadas con la ejecución obras planificadas por las autoridades Municipales o del Gobierno Central a cargo de la viabilidad.

GLP

La proyección de la demanda de GLP guarda relación con la tendencia de crecimiento de los sectores de consumo. Durante el período de emergencia el comportamiento de la demanda de este producto presentó cierta regularidad, por lo que para el período de proyección no se ha discriminado el período de emergencia sanitaria, concluyendo que la demanda mantiene una tendencia normal creciente, respecto al comportamiento de los demás derivados de hidrocarburos y de los despachos históricos.

AVGAS

Este producto en particular presenta un comportamiento atípico de un período a otro respecto a los despachos históricos. La demanda está proyectada conforme el comportamiento y situación actual del mercado. Si bien es cierto, el volumen proyectado no trasciende respecto al resto de productos que se comercializan, su abastecimiento se considera sensible toda vez que se lo realiza con producto de importación que arriba trimestralmente al terminal de almacenamiento VOPAK (QC Terminales).

El sector agrícola es uno de los principales consumidores de este producto, el mismo que en el desarrollo de sus actividades productivas depende de factores ambientales como la época invernal, sequía, cambios climáticos entre otros, que afectan la producción y por ende el consumo de este combustible.

RESIDUO

La proyección de la demanda de residuo industrial considera el crecimiento que ha tenido los despachos de este producto a raíz de la fusión de la ex PETROAMAZONAS con EP PETROECUADOR, toda vez que la generación de electricidad para los campos a cargo de la nueva Gerencia de Exploración y Producción (autoconsumo), anteriormente estaba a cargo de la Central Sacha por lo que ese volumen era considerado dentro del residuo eléctrico y ahora migró hacia el segmento industrial.

SOLVENTES

La proyección de la demanda de solventes (Mineral Turpentine y Solvente 2) ha sido elaborada considerando el comportamiento histórico de los despachos que guarda cierta regularidad a partir del año 2017. Su producción se da únicamente en Refinería La Libertad, por lo que su consumo está directamente relacionado a la disponibilidad de producto y la capacidad de producción de este centro refinador. Al estar destinado para uso y actividades del sector industrial, es importante que se garantice su oferta.

JET A1

Las tendencias de consumo de este combustible presentan indicadores al alza, debido a la reactivación del transporte aéreo, la incorporación de nuevas rutas y frecuencias.

GAS NATURAL Y GAS NATURAL LICUADO

Las proyecciones de la demanda de GNL consideran las estimaciones proporcionadas por el sector industrial, de acuerdo a la información recibida por parte de las empresas que tienen contratos con EP PETROECUADOR y que forman parte de la cartera de clientes de la comercializadora.

LUBRICANTES

La demanda de Lubricantes ha sido estimada considerando el comportamiento actual del mercado y el volumen proyectado por concepto de consumo interno.

Es importante mencionar que las proyecciones realizadas se basan en supuestos y son susceptibles de variaciones en el corto, mediano y largo plazo, en conformidad con factores internos como situaciones de emergencia, medidas de alta sensibilidad (económicas, política de precios y subsidios, entre otras) que adopte el Gobierno Nacional, así también, de factores externos que influyen en la comercialización de derivados. De generarse cambios en las condiciones actuales, los resultados obtenidos se verían afectados directamente, lo cual derivaría en reprogramaciones ajustadas a las nuevas condiciones vigentes.

6.2 Demanda nacional de derivados por sectores

De acuerdo con la proyección de la demanda a continuación se observa el gráfico de la distribución por sectores de consumo:

**Cuadro N° 11: Demanda nacional de derivados por sectores
Año 2024
Cifras en miles de barriles**

SECTOR	POA 2023 * EJECUTADO (a)	POA 2024 (b)		VARIACIÓN 2024/2023	
		Volumen	Porcentaje	Vol. c = b-a	% d = b/a
Aéreo	2.739	2.762	96%	22	0,8%
Agrícola	287	292	96%	5	1,7%
Automotriz	55.560	56.256	96%	696	1,3%
Cementero	286	380	96%	94	32,7%
Doméstico	13.658	14.301	96%	643	4,7%
Eléctrico	8.144	12.482	96%	4.338	53,3%
Industrial	9.614	10.164	96%	550	5,7%
Naviero	8.780	11.128	96%	2.348	26,7%
Pesquero	1.647	1.533	96%	(114)	-6,9%
Petrolero	3.240	2.793	96%	(447)	-13,8%
Productos Especiales	137	157	96%	20	14,5%
TOTAL	104.092	112.248	96%	8.156	7,8%

Nota: *Cifras 2023 enero - diciembre ejecutadas

Fuente: Informe Comisión Interinstitucional balance 2023-2026; Estadístico 2023-EPPEC

COMERCIALIZACIÓN EXTERNA DE CRUDO Y DERIVADOS

La Gerencia de Comercio Internacional es la unidad encargada de realizar las importaciones de derivados, al igual que las exportaciones de crudo y derivados en forma oportuna para atender las necesidades del mercado interno; sus metas para el año 2024 son las que se describen a continuación:

Cuadro N° 12: Metas de Comercialización Externa de Crudo y Derivados

OBJETIVO	ESTRATEGIA	INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA	META 2024
OE 4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.	Importación de derivados de hidrocarburos.	Porcentaje	100%
OE 5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarburíferas.	Porcentaje de exportaciones de Crudo Oriente y Napo.	Porcentaje	98%
		Porcentaje de exportaciones de productos derivados.	Porcentaje	98%

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

7.1. Exportación de crudo (Oriente y Napo)

EP PETROECUADOR es el representante del Estado en lo que se refiere a exportación de crudo; para exportar se considera: crudo de regalías y margen de soberanía, saldo de la producción luego de las entregas a refinerías y el consumo en estaciones; así como también, el remanente que servirá para el financiamiento de costos y gastos de transporte y comercialización externa de crudo, leyes e impuestos.

Las metas son establecidas considerando cargamentos de 360.000 bls sin embargo, los contratos de compra y venta del petróleo señalan un mínimo contractual a opción de EP PETROECUADOR +/- 5%; por lo que se considera la meta del 98%.

7.2. Exportación de derivados

El excedente de combustibles resultante de la diferencia entre la oferta y la demanda interna de derivados, es exportado como es el caso del gasóleo, fuel oíl # 6 y fuel oíl #4.

La programación de exportación de derivados se la realiza de acuerdo a los términos contractuales de cada uno de los contratos vigentes de compras -venta de hidrocarburos existe una variación volumétrica del +/- 5% y 10% a opción de EP PETROECUADOR, situación que se considera en base a la disponibilidad de stock de crudo y derivados en los terminales marítimos. Con todos estos antecedentes se establece para el año 2024 una meta del 98%.

7.3. Importación de derivados

Los requerimientos de importaciones de combustibles se calculan anualmente basados en supuestos de operación de refinerías y proyecciones de demanda de combustibles, estos supuestos iniciales pueden variar por lo que el volumen de importación también tendrá variaciones y se ajustarán en función de las necesidades de la EP PETROECUADOR para garantizar el normal abastecimiento de combustibles a nivel nacional, por lo que se fija el 100% de meta para el año 2024.

Cuadro N° 13: Importación de derivados
Año 2024
Cifras en miles de barriles

PRODUCTO	POA 2023 * EJECUTADO (a)	POA 2024 (b)		VARIACIÓN 2024/2023	
		Volumen	Porcentaje	Vol. c = b-a	% d = b/a
Diésel 2	6.753	8.400	100%	1.647	24,4%
Diésel premium 50 PPM	21.069	21.560	100%	491	2,3%
Diésel 2 para F.O. (antes usaba Cutter Stock)	4.384	3.080	100%	(1.304)	-29,7%
Nafta 95 oct.	12.678	14.160	100%	1.482	11,7%
Nafta 80 oct.	7.503	6.785	100%	(718)	-9,6%
GLP	13.561	14.664	100%	1.102	8,1%
AVGAS	43	40	100%	(3)	-7,2%
Jet A-1	90			(90)	
TOTAL	66.081	68.689	100%	2.607	3,9%

Fuente: Cifras 2024 - 2027 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024; Estadístico 2023

8. CUADROS MENSUALES OPERATIVOS AÑO 2024

Cuadro N°14 A. PROGRAMA DE PRODUCCIÓN DE CRUDO POR CAMPOS													
Año 2024													
Cifras en barriles/día													
CAMPOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICEMBRE	TOTAL
ApaiKa Nenge	6.759	6.460	6.181	7.383	8.822	10.426	11.343	13.172	13.350	12.658	12.022	11.433	10.011
ApaiKa 3D	-	-	-	-	1.322	3.008	4.689	5.564	5.364	5.064	4.793	4.541	2.873
Minta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	892	2.832	3.976	644
Eden Yuturi	23.293	23.103	22.667	22.179	21.743	21.280	20.774	20.501	20.072	19.692	19.292	18.875	21.116
Dumbique	96	93	91	89	87	86	84	82	80	78	77	75	85
Pañacocha	5.030	4.910	4.781	4.671	4.537	4.406	4.310	4.216	4.125	3.997	3.872	3.745	4.382
Tumali	455	447	439	430	422	415	408	399	392	384	378	371	412
Tangay	47	46	46	45	45	44	44	44	43	43	42	42	44
Yanahurco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nashifo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300	565	72
Pros. Expl. Chiriyacu	-	-	-	-	-	-	2.014	5.139	6.007	7.836	8.792	10.525	3.374
Pros. Expl. Chiriyacu Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.607	3.514	429
Boica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	618	2.339	249
Boica Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	885	1.935	236
Boica Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	985	1.990	249
BLOQUE 12-31 (EY-ApaiKa)	35.680	35.059	34.205	34.797	36.978	39.665	43.666	49.117	49.433	50.644	56.495	63.926	44.178
Tiputini	13.655	13.297	12.955	12.634	12.323	12.022	11.730	11.442	-	-	-	-	8.335
Tambococha	16.100	15.669	15.255	14.850	14.460	14.084	13.706	13.341	-	-	-	-	9.785
Ishpingo	24.626	23.769	22.115	21.307	19.955	19.813	19.406	18.633	-	-	-	-	14.125
BLOQUE 43 (ITT)	54.381	52.735	50.325	48.791	46.738	45.919	44.842	43.416	-	-	-	-	32.244
ACTIVO EY-BLQ.12+BLQ.31+BLQ.43	90.061	87.794	84.530	83.588	83.716	85.584	88.508	92.533	49.433	50.644	56.495	63.926	76.422
Indiilana	2.579	2.535	2.493	2.451	2.409	2.369	2.329	2.289	2.251	2.213	2.176	2.140	2.352
Limoncocha	2.327	2.249	2.176	2.249	2.270	2.282	2.268	2.136	2.047	1.983	1.965	1.915	2.155
Paka Norte	1.781	1.785	2.084	2.530	3.375	3.770	3.663	3.545	3.432	3.323	3.218	3.218	2.959
Paka Sur	1.616	1.584	1.622	1.588	1.552	1.517	1.483	1.450	1.418	1.386	1.356	1.326	1.491
Palmeras Norte	2.304	2.198	2.098	2.004	2.345	2.262	2.169	2.080	1.996	1.915	1.838	1.766	2.081
Palmar Oeste	238	234	230	225	221	217	214	211	208	205	202	199	213
Tuich	263	258	253	249	244	239	235	230	226	222	218	214	238
Quinde (Cedros)	230	227	223	220	217	214	211	208	205	202	199	196	213
Yanaquincha Norte	367	361	354	348	342	336	330	325	319	313	306	301	342
Yanaquincha Oeste	1.075	1.059	1.044	1.029	1.013	999	984	969	954	939	924	909	1.075
Yanaquincha Este	1.380	1.346	1.314	1.283	1.252	1.193	1.164	1.204	1.179	1.099	1.036	1.012	1.202
ACTIVO IN - BLOQUE 15	14.160	13.836	13.891	14.176	14.797	15.522	16.007	15.923	15.865	15.749	15.697	15.628	15.109
Payamino	2.379	2.401	2.316	2.249	2.850	3.202	3.434	3.617	3.697	3.873	4.120	4.336	3.209
Gacela	3.011	3.460	3.752	4.016	4.456	4.899	4.704	4.495	4.299	4.112	3.934	3.765	4.076
Lobo	630	623	615	607	667	700	691	699	1.327	1.740	2.150	2.540	1.101
Oso	7.681	7.985	8.114	8.221	8.325	8.419	8.366	8.293	8.007	8.013	7.746	7.477	8.054
Mono	60	59	119	195	194	230	227	299	295	365	359	351	230
Huralpa	6.110	7.028	7.380	7.612	7.773	7.921	7.759	7.478	7.210	6.953	6.707	6.467	7.199
Coca	1.940	1.868	1.799	1.750	1.704	1.658	1.595	1.669	1.632	1.592	1.554	1.517	1.689
ACTIVO OY - BLQ.7 Y 21	21.811	23.424	24.095	24.650	25.969	27.029	26.776	26.750	26.467	26.648	26.570	26.453	25.558
Pata	907	891	875	859	842	828	812	797	782	768	753	740	821
Palo Azul	3.811	3.748	3.686	3.624	3.564	3.505	3.447	3.389	3.333	3.279	3.225	3.173	3.481
Pucuna	3.148	3.098	3.050	3.001	2.954	2.909	2.864	2.803	2.762	2.723	2.684	2.645	2.886
ACTIVO PA - BLOQUE 18	7.866	7.737	7.611	7.484	7.360	7.242	7.123	6.989	6.877	6.770	6.662	6.558	7.188
Auca	35.039	34.436	33.855	33.287	32.743	32.222	31.727	31.250	30.810	30.399	30.020	29.675	32.115
Auca Sur	3.946	3.905	3.870	3.840	3.817	3.802	3.796	3.801	3.818	3.848	3.894	3.958	3.858
Anura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tortuga	480	471	461	452	443	435	426	417	409	401	393	385	431
Chonta Este	722	708	694	681	668	655	726	717	717	714	712	712	703
Anaconda	667	657	648	639	630	621	612	604	595	587	578	570	617
Cononaco	3.245	3.499	3.457	3.417	3.380	3.346	3.315	3.272	3.216	3.162	3.109	3.057	3.289
Rumiyacu	130	126	122	119	115	112	109	106	103	71	70	68	104
Chonta Sur	1.636	2.202	2.633	2.721	2.825	2.747	2.673	2.602	2.742	2.673	2.608	2.545	2.551
Culebra	12.252	12.001	11.758	11.521	11.293	11.074	10.863	10.657	10.463	10.277	10.099	9.929	11.013
Yuca	2.074	2.040	2.006	1.973	1.940	1.907	1.876	1.844	1.813	1.783	1.753	1.724	1.894
Pitalala	1.611	1.568	2.173	2.397	2.335	2.275	2.217	2.159	2.103	2.049	2.104	2.068	2.090
Yulebra	6.548	6.400	6.731	6.581	6.433	6.290	6.151	6.015	5.987	5.867	5.754	5.645	6.200
BLOQUE 61 (AUCA)	68.350	68.013	68.408	67.628	66.622	65.486	64.491	63.448	62.776	61.831	61.094	60.336	64.863
BLOQUE 55 (Armadiño)	1.263	1.242	1.221	1.201	1.180	1.160	1.141	1.121	1.103	1.084	1.066	1.049	1.152
ACTIVO AUCAS	69.613	69.255	69.629	68.829	67.802	66.646	65.632	64.569	63.879	62.915	62.160	61.385	66.016
Shushufindi - Aguatico	56.918	56.351	56.286	55.975	55.431	55.094	55.022	54.246	53.297	52.532	51.729	50.919	54.478
Drago	4.561	4.451	4.344	4.239	4.137	4.168	4.330	4.496	4.656	4.809	4.828	4.712	4.470
Cobra	225	221	219	216	214	211	208	206	203	201	198	196	210
condorazo	30	30	29	28	28	27	27	26	26	25	25	24	27
ACTIVO SHUSHUFINDI	61.734	61.054	60.878	60.458	59.810	59.500	59.587	58.974	58.182	57.567	56.780	55.851	59.193
Atacapi	1.067	1.032	999	1.138	1.109	1.076	1.043	1.012	982	953	926	899	1.019
Libertador	6.579	6.356	6.287	6.083	5.885	5.695	5.515	5.340	5.175	5.017	4.866	4.722	5.625
Frontera	83	81	78	76	73	71	68	66	64	62	60	58	70
Tetete - Tapi	1.702	1.653	1.606	1.561	1.597	1.935	1.899	1.849	1.801	1.755	1.710	1.666	1.728
Araza	53	51	49	47	46	44	42	41	39	38	37	35	43
ACTIVO LIBERTADOR	9.484	9.173	9.019	8.905	8.710	8.821	8.567	8.308	8.061	7.825	7.599	7.380	8.485
Guanata - Dureno	2.502	2.649	2.814	2.757	2.820	2.764	2.710	2.656	2.604	2.553	2.503	2.573	2.659
Lago Agrio	3.075	3.030	2.985	3.011	3.145	3.345	3.493	3.607	3.651	3.822	3.762	3.783	3.394
Parahuacu	3.821	4.206	4.437	4.398	4.281	4.170	4.062	3.957	3.856	3.759	3.665	3.574	4.014
Bermejo	1.150	1.231	1.311	1.357	1.382	1.428	1.449	1.468	1.454	1.440	1.427	1.414	1.376
ACTIVO LAGO AGRIO	10.548	11.116	11.547	11.523	11.628	11.707	11.714	11.688	11.565	11.574	11.357	11.344	11.443
Cuyabeno - Sansahuari	10.688	10.138	9.617	9.124	8.658	8.218	7.800	7.405	7.032	6.679	6.345	6.027	8.138
Blanca	121	182	177	172	167	162	158	153	149	145	141	137	155
Tipishcha Huico	54	53	52	229	402	569	555	540	704	686	733	715	442
VHR	2.809	2.730	2.653	2.579	2.674	2.599	2.527	2.456	2.388	2.321	2.245	2.350	2.541
Vinita	3.932	3.861	3.791	3.722	3.654	3.588	3.523	3.458	3.396	3.334	3.273	3.214	3.561
ACTIVO CUYABENO	17.604	16.964	16.290	15.826	15.555	15.136	14.563	14.012	13.669	13.165	12.907	12.443	14.838
ACTIVO SACHA BLOQUE 60	74.793	74.873	75.759	76.696	77.020	77.491	78.319	79.192	80.465	80.626	81.344	81.036	78.143
ACTIVO AMISTAD BLOQUE 1 (Paco													

Cuadro N°14 B.PROGRAMA DE PRODUCCIÓN DE CRUDO POR CAMPOS

Año 2024

Cifras en barriles

CAMPOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICEMBRE	TOTAL
Apaiika Nenke	209.529	187.340	191.611	221.490	273.482	312.780	351.633	408.332	400.500	392.398	360.660	354.423	3.664.178
Apaiika 3D	-	-	-	-	40.982	90.240	145.359	172.484	160.920	156.984	143.790	140.771	1.051.530
Mirita	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.652	84.960	123.256	235.868
Edden Yuturi	722.083	669.987	702.677	665.370	674.033	638.400	643.994	635.531	602.160	610.452	578.760	585.125	7.728.572
Dumbieco	2.976	2.697	2.821	2.670	2.697	2.580	2.604	2.542	2.400	2.418	2.310	2.325	31.040
Pañaococha	155.930	142.390	148.211	140.130	140.647	132.180	133.610	130.696	123.750	123.907	116.160	116.095	1.603.706
Tumali	14.105	12.963	13.609	12.900	13.082	12.450	12.648	12.369	11.760	11.904	11.340	11.501	150.631
Tangay	1.457	1.334	1.426	1.350	1.395	1.320	1.364	1.364	1.290	1.333	1.260	1.302	16.195
Yanahurco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nashiño	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.000	17.519	26.519
Pros. Expl. Chiriyacu	-	-	-	-	-	-	62.434	159.309	180.210	242.916	263.760	326.275	1.234.904
Pros. Expl. Chiriyacu Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48.210	108.934	157.144
Boica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.540	72.509	91.049
Boica Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.550	59.985	86.535
Boica Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.550	61.690	91.240
BLOQUE 12-31 (EY-Apaiika)	1.106.080	1.016.711	1.060.355	1.043.910	1.146.318	1.189.950	1.353.646	1.522.627	1.482.990	1.569.964	1.694.850	1.981.710	16.169.111
Tiputini	423.305	385.613	401.605	379.020	382.013	360.660	363.630	354.702	-	-	-	-	3.050.548
Tambococha	499.100	454.401	472.905	445.500	448.260	422.520	424.886	413.571	-	-	-	-	3.581.143
Ishpingo	763.400	689.289	685.571	639.195	618.614	594.384	601.571	577.614	-	-	-	-	5.169.638
BLOQUE 43 (ITT)	1.685.805	1.529.303	1.560.081	1.463.715	1.448.887	1.377.564	1.390.087	1.345.887	-	-	-	-	11.801.329
ACTIVO EY-BLQ.12+BLQ.31+BLQ.43	2.791.885	2.546.014	2.620.436	2.507.625	2.595.205	2.567.514	2.743.733	2.868.514	1.482.990	1.569.964	1.694.850	1.981.710	27.970.440
Imdiliana	79.949	73.515	77.283	73.530	74.679	71.070	72.199	70.959	67.530	68.603	65.280	66.340	860.937
Limoncocha	72.137	65.221	67.456	67.470	70.370	68.640	70.308	66.216	61.410	61.473	58.950	59.365	788.836
Paka Norte	55.211	51.765	64.604	75.900	91.822	101.250	116.870	113.553	106.350	106.392	99.690	99.758	1.083.165
Paka Sur	50.096	45.936	50.282	47.640	48.112	45.510	45.973	44.950	42.540	42.966	40.680	41.106	545.791
Palmas Norte	71.424	63.742	65.038	60.120	72.695	67.860	67.239	64.480	59.880	59.365	55.140	54.746	761.729
Palmar Oeste	7.378	6.786	7.130	6.750	6.851	22.080	22.754	22.134	20.820	20.925	19.710	19.809	183.127
Tuich	8.153	7.482	7.843	7.470	7.564	7.170	7.285	7.130	6.882	6.510	6.634	6.634	86.933
Quinde (Cedros)	7.130	6.583	6.913	6.600	6.727	6.420	6.541	6.448	6.150	6.262	5.970	6.076	77.820
Yanquincha Norte	11.377	10.469	10.974	10.440	10.602	10.080	10.230	10.075	9.570	9.703	10.680	10.881	125.081
Yanquincha Oeste	33.325	30.711	32.364	30.870	31.403	29.970	40.734	50.344	59.550	71.579	77.190	88.381	576.421
Yanquincha Este	42.780	39.034	40.734	38.490	37.882	35.790	36.084	37.324	35.370	34.069	31.080	31.372	440.009
ACTIVO IN - BLOQUE 15	438.960	401.244	430.621	425.280	458.707	465.660	496.217	493.613	475.950	488.219	470.910	484.468	5.529.849
Payamino	73.749	69.629	71.796	67.470	88.350	96.060	106.654	112.127	110.910	120.063	123.600	134.416	1.174.624
Gacela	93.341	100.340	116.312	120.480	138.136	146.970	145.824	128.970	139.345	127.472	118.020	116.715	1.491.925
Lobo	19.530	18.067	19.065	18.210	20.677	21.000	21.421	27.869	39.810	53.940	64.500	78.740	402.829
Oso	238.111	231.565	251.534	246.630	258.075	252.570	259.346	257.083	240.210	248.403	232.380	231.787	2.947.694
Mono	1.860	1.711	3.689	5.850	6.014	6.900	7.037	9.269	8.850	11.315	10.770	10.881	84.146
Yuralpa	189.410	203.812	228.780	228.360	240.963	237.630	240.529	231.818	216.300	215.543	201.210	200.477	2.634.832
Coca	60.140	54.172	55.769	52.500	52.824	49.740	49.445	51.739	48.960	49.352	46.620	47.027	618.288
ACTIVO OY - BLQ.7 Y 21	676.141	679.296	746.945	739.500	805.039	810.870	830.056	829.250	794.010	826.088	797.100	820.043	9.354.338
Pata	28.117	25.839	27.125	25.770	26.102	24.840	25.172	24.707	23.460	23.808	22.590	22.940	300.470
Palo Azul	118.141	108.692	114.266	108.720	110.484	105.150	106.857	105.059	99.990	101.649	96.750	98.363	1.274.121
Pucuna	97.588	89.842	94.550	90.030	91.574	87.270	88.784	86.893	82.860	84.413	80.520	81.995	1.056.319
ACTIVO PA - BLOQUE 18	243.846	224.373	235.941	224.520	228.160	217.260	220.813	216.659	206.310	209.870	199.860	203.298	2.630.910
Auca	1.086.209	998.644	1.049.505	998.610	1.015.033	966.660	983.537	968.750	924.300	942.369	900.600	919.925	11.754.142
Auca Sur	122.326	113.245	119.970	115.200	118.327	114.060	117.676	117.831	114.540	119.288	116.820	122.698	1.411.981
Anura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tortuga	14.880	13.659	14.291	13.560	13.733	13.050	13.206	12.927	12.270	12.431	11.790	11.935	157.732
Chonta Este	22.382	20.532	21.514	20.430	20.708	19.650	22.506	22.351	21.510	22.134	21.360	22.072	257.149
Anacondo	20.677	19.053	20.088	19.170	19.530	18.630	18.972	18.724	17.850	18.197	17.340	17.670	225.901
Cononaco	100.595	101.471	107.167	102.510	104.780	100.380	101.432	96.480	98.022	93.270	94.767	94.767	1.203.639
Rumiyacu	4.030	3.654	3.782	3.570	3.565	3.360	3.379	3.286	3.090	2.201	2.100	2.108	38.125
Chonta Sur	50.716	63.858	81.623	81.630	87.575	82.410	82.863	80.662	82.260	82.863	78.240	78.895	933.595
Culebra	379.812	348.029	364.498	345.630	350.083	332.220	336.753	330.367	313.890	318.587	302.970	307.799	4.030.638
Yuca	64.294	59.160	62.186	59.190	60.140	57.210	58.156	57.164	54.390	55.273	52.590	53.444	693.197
Pitalala	49.941	45.472	47.363	46.830	47.385	46.250	46.727	46.929	43.090	43.519	41.120	41.108	514.646
Yulebra	202.988	185.600	208.661	197.430	199.423	188.700	190.681	186.465	179.610	181.877	172.620	174.995	2.269.050
BLOQUE 61 (AUCA)	2.118.850	1.972.377	2.120.648	2.028.840	2.065.282	1.964.580	1.999.221	1.966.888	1.883.280	1.916.761	1.832.820	1.870.416	23.739.963
BLOQUE 55 (Armadillo)	39.153	36.018	37.851	36.030	36.580	34.800	35.371	34.751	33.090	33.604	31.980	32.519	421.747
ACTIVO AUCA	2.158.003	2.008.395	2.158.499	2.064.870	2.101.862	1.999.380	2.034.592	2.001.639	1.916.370	1.950.365	1.864.800	1.902.935	24.161.710
Shushufindi - Aguariço	1.764.458	1.634.179	1.744.866	1.679.250	1.718.361	1.652.820	1.705.682	1.681.626	1.598.910	1.628.492	1.551.870	1.578.489	19.939.003
Drago	141.391	129.079	134.664	127.170	128.247	125.040	134.230	139.376	139.680	149.079	144.840	146.072	1.638.868
Cobra	6.975	6.438	6.789	6.480	6.634	6.330	6.448	6.386	6.090	6.231	5.940	6.076	76.817
Condorazo	930	870	899	840	868	810	837	806	770	775	750	744	9.909
ACTIVO SHUSHUFINDI	1.913.754	1.770.566	1.887.218	1.813.740	1.854.110	1.785.000	1.847.197	1.828.194	1.745.460	1.784.577	1.703.400	1.731.381	21.664.597
Atacapi	33.077	29.928	30.969	34.140	34.379	32.280	32.333	31.372	29.640	29.543	27.780	27.869	

Cuadro N°15 A. PROGRAMA DE PRODUCCION DE DERIVADOS DE HIDROCARBUROS POR REFINERIA

Año 2024
Cifras en barriles

PRODUCTOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
REFINERIA EMERALDAS													
Gasolina 95 RON (Super)													-
Gasolina 85 RON (Extra)	664.851	664.331	721.591	726.123	768.540	753.089	792.477	807.799	770.722	868.592	756.021	798.177	9.092.311
Gasolina 85 RON con etanol (Ecopaís)	42.841	41.717	45.037	44.660	46.854	45.704	47.780	48.373	46.386	47.936	45.817	48.001	551.107
SUBTOTAL :	707.691	706.047	766.627	770.783	815.394	798.793	840.258	856.172	817.108	916.529	801.839	846.177	9.643.418
Diésel 2	-	-	-	-	-	-	-	-	11.514	-	-	-	11.514
Diésel premium	687.030	642.705	687.030	691.268	687.030	664.868	687.030	427.501	178.759	687.030	664.868	687.030	7.392.147
Fuel oil N° 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	262.616	520.953	33.450	817.019
Fuel oil N° 6 de exportación	570.000	570.000	760.000	950.000	950.000	950.000	760.000	380.000	380.000	380.000	380.000	570.000	7.600.000
Fuel oil N° 6 Sector Naviero Internacional	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	4.560.000
Fuel oil N° 6 de consumo nacional	190.351	171.818	126.524	106.533	108.109	112.884	92.554	89.541	228.275	238.755	226.969	239.976	1.932.290
Jet A-1	176.322	177.740	171.592	171.340	165.935	165.143	170.003	147.663	60.834	185.221	204.486	154.378	1.950.659
Asfaltos	114.068	92.150	104.866	95.490	107.939	124.760	134.535	130.957	139.304	135.088	133.132	142.653	1.454.943
Pesca artesanal (combustible motor 2 tiempos)	40.683	38.345	39.618	38.884	37.814	38.658	41.163	41.218	38.023	39.250	38.324	38.750	470.729
GLP	100.717	94.219	100.717	97.468	100.717	97.468	100.717	31.689	-	-	112.671	116.426	952.808
TOTAL PRODUCCIÓN (a)	2.966.862	2.873.025	3.136.974	3.301.766	3.352.937	3.332.574	3.206.259	2.484.741	2.233.818	3.224.488	3.463.241	3.208.841	36.785.526
Azufre (Kg.)	369.991	369.991	369.991	369.991	369.991	369.991	369.991	369.991	369.991	369.991	369.991	369.991	4.439.894
Capacidad Instalada (Bls/día)	110.000	110.000	110.000	110.000	110.000	110.000	110.000	110.000	110.000	110.000	110.000	110.000	110.000
Total cargas crudo	3.069.000	2.871.000	3.069.000	2.970.000	3.069.000	2.970.000	3.069.000	1.980.000	867.900	3.205.400	3.102.000	3.205.400	33.447.700
Carga por día operación	99.000	99.000	99.000	99.000	99.000	99.000	99.000	99.000	102.106	103.400	103.400	103.400	100.293
Días operación	31	29	31	30	31	30	31	20	9	31	30	31	334
Capacidad operativa %	90	90	90	90	90	90	90	58	26	94	94	94	83
REFINERIA LA LIBERTAD													
Gasolina 95 RON (Super)													-
Gasolina 85 RON (Extra)	5.616	5.468	5.903	5.854	6.142	5.991	6.263	6.341	6.080	6.284	6.006	6.292	72.240
Gasolina 85 RON con etanol (Ecopaís)	42.095	40.990	44.252	43.882	46.038	44.908	46.948	47.531	45.579	47.102	45.020	47.165	541.510
SUBTOTAL :	47.710	46.459	50.156	49.737	52.180	50.899	53.211	53.872	51.659	53.385	51.025	53.457	613.750
Diésel 1	8.175	7.648	8.175	7.911	8.175	7.911	8.175	8.175	7.940	3.428	794	8.175	84.682
Diésel 2	190.236	177.963	190.236	184.099	190.236	184.099	190.236	190.236	184.358	122.524	72.061	171.141	2.047.427
Fuel oil N° 4	807.176	755.100	807.176	781.138	807.176	781.138	807.176	807.176	782.703	544.560	261.750	746.828	8.689.096
Jet A-1	60.230	56.344	60.230	58.287	60.230	58.287	60.230	60.230	58.495	39.368	13.049	60.230	645.208
GLP	1.330	1.239	1.330	1.285	1.330	1.285	1.330	1.330	1.285	1.330	-	874	13.950
Solventes (ruber solvent y mineral tupertine)	13.911	13.014	13.911	13.462	13.911	13.462	13.911	13.911	13.462	13.911	13.462	13.911	164.240
TOTAL PRODUCCIÓN (a)	1.128.768	1.057.765	1.131.214	1.095.919	1.133.238	1.097.081	1.134.269	1.134.930	1.099.902	778.507	412.142	1.054.617	12.258.352
Capacidad Instalada (Bls/día)	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000
Total cargas crudo	1.275.941	1.193.623	1.275.941	1.234.782	1.275.941	1.234.782	1.275.941	1.275.941	1.237.200	870.232	432.660	1.182.841	13.765.827
Carga por día operación	41.159	41.159	41.159	41.159	41.159	41.159	41.159	41.159	41.240	42.244	42.510	40.945	41.256
Días operación	31	29	31	30	31	30	31	31	30	21	10	29	334
Capacidad operativa %	91	91	91	91	91	91	91	91	92	62	32	85	84

Cuadro N°15 B. PROGRAMAS DE PRODUCCION DE DERIVADOS DE HIDROCARBUROS POR REFINERIA

Año 2024
Cifras en barriles

PRODUCTOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
REFINERIA SHUSHUFINDI													
Gasolina 85 RON (Extra)	45.843	44.640	48.193	47.790	50.138	48.907	51.129	51.764	49.637	51.296	49.029	51.365	589.731
Diésel 1	1.641	-	-	3.175	-	-	1.641	1.641	-	-	1.588	3.281	12.965
Diésel 2	194.135	183.202	195.745	189.670	199.538	193.206	198.258	198.048	191.693	196.858	188.842	193.501	2.322.696
Residuo (crudo reducido) (b)	262.396	245.975	262.114	284.396	296.259	287.637	299.500	297.606	274.027	272.137	262.657	271.449	3.316.152
Jet A-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuel oil N° 6 de consumo nacional	47.929	44.272	48.242	12.533	10.303	8.932	6.702	8.807	24.054	37.106	36.688	37.869	323.437
TOTAL PRODUCCIÓN (a)	551.943	518.089	554.293	537.565	556.238	538.682	557.229	557.864	539.412	557.397	538.803	557.465	6.564.981
Capacidad Instalada (Bls/día)	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Total cargas crudo	607.600	568.400	607.600	588.000	607.600	588.000	607.600	607.600	588.000	607.600	588.000	607.600	7.173.600
Carga por día operación	19.600	19.600	19.600	19.600	19.600	19.600	19.600	19.600	19.600	19.600	19.600	19.600	19.600
Días operación	31	29	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	366
Capacidad operativa %	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
PLANTA GAS SHUSHUFINDI													
GLP	66.800	62.491	66.800	64.645	66.800	64.645	66.800	66.800	64.645	32.323	64.645	66.800	754.196
TOTAL PRODUCCIÓN	66.800	62.491	66.800	64.645	66.800	64.645	66.800	66.800	64.645	32.323	64.645	66.800	754.196
Capacidad instalada (MMPC/día)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Total cargas gas (MMPC/mes)	341	319	341	330	341	330	341	341	330	165	330	341	3.850
Carga por día operación	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Días operación	31	29	31	30	31	30	31	31	30	15	30	31	350
MEZCLAS TERMINALES													
Pascuales - Gasolina 95 RON (Super)	38.148	37.147	40.104	39.768	41.722	40.698	42.547	43.075	41.306	42.686	40.799	42.743	490.742
Pascuales - Gasolina 85 RON con etanol (Ecopaís)	558.662	544.006	587.300	582.391	610.996	596.001	623.078	630.811	604.901	625.115	597.482	625.956	7.186.700
Beaterio - Gasolina 85 RON (Gasolina Extra)	396.175	368.861	393.826	379.970	391.881	378.853	390.890	390.255	378.122	318.643	378.733	390.655	4.556.864
Libertad - Gasolina Pesca Artesanal	51.779	48.802	50.422	49.489	48.127	49.201	52.389	52.459	48.393	49.954	48.776	49.318	599.109
Barbasquillo (Manta)- Gasolina 85 RON con etanol (Ecopaís)	170.575	166.101	179.320	177.821	186.555	181.976	190.244	192.605	184.694	190.866	182.428	191.122	2.194.305
La Toma (Loja) - Gasolina 85 RON con etanol (Ecopaís)	71.489	69.614	75.154	74.526	78.186	76.267	79.732	80.722	77.406	79.993	76.457	80.100	919.646
La Troncal - Gasolina 85 RON con etanol (Ecopaís)	141.074	137.373	148.306	147.066	154.290	150.503	157.341	159.294	152.751	157.855	150.877	158.067	1.814.798
Chauilabamba (Cuenca) - Gasolina 85 RON con etanol (Ecopaís)	170.130	165.667	178.851	177.356	186.068	181.501	189.747	192.102	184.211	190.367	181.952	190.623	2.188.576
TOTAL MEZCLAS	1.598.033	1.537.571	1.653.282	1.628.387	1.697.824	1.655.002	1.725.967	1.741.323	1.671.783	1.655.479	1.657.505	1.728.586	19.950.741
Notas:													
a) No incluye Nafta base producida en refinerías que se envía a terminales para la preparación de gasolinas.													
b) Del volumen de producción de este producto, una parte abastece el sector eléctrico e industrial y la diferencia se reinyecta al oleoducto como crudo reducido destinado a exportación.													
Fuente: Informe de la Comisión Interinstitucional Nro. 002-PCO-POP-BOD-2023 de 21 de diciembre de 2023y, Estimados Hidrocarburíferos 2024-2027 mediante oficio Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024.													

Cuadro N°16. PROGRAMA DE PRODUCCION NACIONAL DE DERIVADOS DE HIDROCARBUROS

Año 2024
Cifras en Barriles

PRODUCTOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
Gasolina 95 RON (Super)	38.148	37.147	40.104	39.768	41.722	40.698	42.547	43.075	41.306	42.686	40.799	42.743	490.742
Gasolina 85 RON (Extra)	1.112.484	1.083.300	1.169.513	1.159.737	1.216.700	1.186.840	1.240.759	1.256.158	1.204.562	1.244.815	1.189.789	1.246.489	14.311.146
Gasolina 85 RON con etanol (Ecopais)	1.196.866	1.165.468	1.258.220	1.247.702	1.308.987	1.276.861	1.334.870	1.351.438	1.295.927	1.339.234	1.280.034	1.341.035	15.396.642
Total Gasolinas	2.347.499	2.285.915	2.467.836	2.447.208	2.567.409	2.504.399	2.618.176	2.650.671	2.541.794	2.626.735	2.510.622	2.630.267	30.198.531
Diésel 1	9.816	7.648	8.175	11.087	8.175	7.911	9.816	9.816	7.940	3.428	2.382	11.456	97.648
Diésel 2	384.371	361.164	385.981	373.770	389.775	377.305	388.494	388.284	387.566	319.382	260.904	364.642	4.381.637
Diésel premium	687.030	642.705	687.030	691.268	687.030	664.868	687.030	427.501	178.759	687.030	664.868	687.030	7.392.147
Fuel oil N° 4 (b)	807.176	755.100	807.176	781.138	807.176	781.138	807.176	807.176	782.703	807.176	782.703	780.279	9.506.115
Fuel oil N° 6 de exportación (b)	570.000	570.000	760.000	950.000	950.000	950.000	760.000	380.000	380.000	380.000	380.000	570.000	7.600.000
Fuel oil N° 6 Sector Naviero Internacional	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	4.560.000
Fuel oil N° 6 de consumo nacional (b)	238.280	216.090	174.766	119.067	118.412	121.816	99.256	98.348	252.328	275.861	263.657	277.845	2.255.726
Residuo (crudo reducido) (c)	262.396	245.975	262.114	284.396	296.259	287.637	299.500	297.606	274.027	272.137	262.657	271.449	3.316.152
Jet A-1	236.552	234.084	231.822	229.627	226.165	223.430	230.233	207.893	119.330	224.589	217.535	214.608	2.595.867
Asfaltos	114.068	92.150	104.866	95.490	107.939	124.760	134.535	130.957	139.304	135.088	133.132	142.653	1.454.943
Pesca artesanal (combustible motor 2 tiempos)	92.462	87.147	90.040	88.373	85.940	87.860	93.552	93.677	86.416	89.204	87.099	88.068	1.069.838
GLP	168.847	157.949	168.847	163.398	168.847	163.398	168.847	99.819	65.930	33.653	177.316	184.101	1.720.953
Solventes	13.911	13.014	13.911	13.462	13.911	13.462	13.911	13.911	13.462	13.911	13.462	13.911	164.240
TOTAL PRODUCCIÓN NACIONAL (a)	6.312.406	6.048.941	6.542.564	6.628.282	6.807.037	6.687.984	6.690.525	5.985.657	5.609.561	6.248.193	6.136.336	6.616.309	76.313.796,45
Total cargas crudo	4.952.541	4.633.023	4.952.541	4.792.782	4.952.541	4.792.782	4.952.541	3.863.541	2.693.100	4.683.232	4.122.660	4.995.841	54.387.127
Total carga gas natural (MMPC)	341	319	341	330	341	330	341	341	330	165	330	341	3.850
Azufre (Kg.)	369.991	4.439.894											

Notas:

- a) Incluye preparación de mezclas de naftas en terminales; no incluye consumos internos.
- b) Incluye diesel 2 importado utilizado en la preparación de fuel oil N° 4, fuel oil N° 6 nacional y fuel oil # 6 de exportación.
- c) Del volumen de producción de este producto, una parte abastece el sector eléctrico e industrial y la diferencia se reinyecta a oleoductos como crudo reducido destinado a exportación.

Fuente: Informe de la Comisión Interinstitucional Nro. 002-PCO-POP-BOD-2023 de 21 de diciembre de 2023,y, Estimados Hidrocarburíferos 2024-2027 mediante oficio Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024.

Cuadro N°17. TRANSPORTE DE DERIVADOS DE HIDROCARBUROS POR POLIDUCTOS

Año 2024
Cifras en barriles

POLIDUCTO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
Esmeraldas - Santo Domingo	2.433.515	2.153.367	2.273.552	2.320.191	2.348.383	2.189.844	2.346.165	2.277.670	2.290.000	2.292.000	2.295.000	2.296.000	27.515.688
Santo Domingo - Beaterio (a)	1.864.550	1.681.831	1.752.427	1.796.834	1.813.578	1.678.076	1.799.512	1.725.784	1.740.000	1.745.000	1.747.000	1.750.000	21.094.592
Santo Domingo - Pascuales (a)	81.178	40.979	59.189	60.083	46.097	68.447	62.752	58.576	60.000	62.000	61.000	65.000	725.302
Quito - Ambato - Riobamba	492.619	483.717	541.178	468.137	517.513	550.526	613.907	571.440	528.239	535.656	518.669	607.246	6.428.848
Ambato - Riobamba (a)	142.485	132.953	146.899	133.883	149.688	148.759	189.667	191.527	165.494	154.933	150.020	192.457	1.898.766
Shushufindi - Quito	152.438	130.806	151.651	142.258	133.096	134.588	145.355	135.615	130.200	140.300	138.500	132.400	1.667.207
Libertad - Pascuales	691.894	652.387	748.607	700.642	726.266	664.619	671.186	657.488	730.469	741.425	752.547	763.836	8.501.366
Libertad - Manta	382.758	329.880	361.507	356.623	380.888	382.978	395.003	367.232	368.357	382.881	379.490	385.182	4.472.779
Tres Bocas - Pascuales	2.579.812	2.058.631	2.304.976	2.051.055	1.888.130	1.722.719	2.107.131	1.792.508	1.675.844	1.719.356	1.919.597	2.020.071	23.839.831
Pascuales - Cuenca	1.343.057	972.437	1.223.959	1.014.158	1.263.046	852.449	992.036	1.023.198	1.016.436	854.320	1.019.648	1.042.882	12.617.626
Tres Bocas - Fuel Oil	302.040	330.968	313.492	355.473	363.874	186.606	297.954	238.543	264.568	290.710	290.218	214.842	3.449.288
Monteverde - Chorrillo	1.064.884	947.345	1.098.051	1.044.211	1.093.688	1.102.716	1.151.038	1.138.881	1.172.500	1.190.088	1.207.939	1.226.059	13.437.400
TOTAL TRANSPORTE POLIDUCTOS	9.443.017	8.059.538	9.016.972	8.452.749	8.714.884	7.787.045	8.719.776	8.202.576	8.176.613	8.146.736	8.521.608	8.688.518	101.930.033

Nota:

a) El total se refiere a los volúmenes transportados desde los centros de producción por lo que se excluyen los volúmenes transportados por los ramales de los poliductos: Santo Domingo-Beaterio, Santo Domingo-Pascuales, Ambato - Riobamba

Fuente: Gerencia de Transporte - EP PETROECUADOR

Cuadro N°18. DEMANDA NACIONAL DE DERIVADOS DE HIDROCARBUROS POR PRODUCTOS
Año 2024
Cifras en Barriles

PRODUCTOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
Gasolina 95 RON (Super)	77.196	75.171	81.154	80.475	84.428	82.356	86.098	87.166	83.586	86.379	82.561	86.495	993.065
Gasolina 85 RON (Extra)	1.114.356	1.085.123	1.171.481	1.161.688	1.218.747	1.188.837	1.242.847	1.258.272	1.206.588	1.246.910	1.191.791	1.248.586	14.335.226
Gasolina 85 RON con etanol (Ecopais)	1.196.866	1.165.468	1.258.220	1.247.702	1.308.987	1.276.861	1.334.870	1.351.438	1.295.927	1.339.234	1.280.034	1.341.035	15.396.642
Total gasolinas	2.388.419	2.325.762	2.510.854	2.489.866	2.612.162	2.548.054	2.663.810	2.696.876	2.586.101	2.672.523	2.554.385	2.676.116	30.724.933
Absorver oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pesca artesanal (combustible motor 2 tiempos)	92.462	87.147	90.040	88.373	85.940	87.860	93.552	93.677	86.416	89.204	87.099	88.068	1.069.838
Diésel 1	394	392	415	573	532	441	485	411	643	727	535	806	6.354
Diésel premium (automotriz)	2.298.195	2.296.456	2.303.311	2.338.660	2.434.579	2.269.585	2.426.031	2.527.210	2.455.945	2.648.736	2.484.094	2.562.125	29.044.928
Industrial - Otros	580.427	514.166	548.618	522.517	546.973	540.280	556.678	571.389	560.485	555.316	514.012	558.656	6.569.517
Eléctrico (b)	508.465	436.046	471.838	183.142	176.542	223.294	144.929	178.834	357.782	496.811	620.060	662.131	4.459.873
Marino (naviero)	145.107	128.542	137.154	130.629	136.743	135.070	139.169	142.847	140.121	138.829	128.503	139.664	1.642.379
Total diésel 2	1.233.999	1.078.754	1.157.610	836.288	860.258	898.644	840.775	893.070	1.058.388	1.190.956	1.262.575	1.360.451	12.671.769
Industrial	158.790	149.766	153.186	158.690	157.698	156.748	168.825	163.197	152.793	167.539	153.549	156.684	1.897.465
Eléctrico (b)	479.421	454.818	393.583	215.768	195.937	148.124	163.516	284.707	474.159	547.322	526.579	623.595	4.507.530
Marino (naviero)	168.965	150.516	260.407	406.680	453.541	476.266	474.835	359.272	155.750	92.314	102.575	-	3.101.120
Total fuel oil N° 4	807.176	755.100	807.176	781.138	807.176	781.138	807.176	807.176	782.703	807.176	782.703	780.279	9.506.115
Total fuel oil N° 6 (naviero) (c)	380.000	380.000	380.000	4.560.000									
Residuo sector industrial	84.381	65.609	60.294	70.257	60.317	63.688	71.137	73.617	80.492	80.828	74.974	76.415	862.009
Residuo sector eléctrico (b)	386.032	351.612	308.953	141.997	138.482	144.734	105.737	129.848	373.242	430.337	414.408	433.293	3.358.675
Total residuo	470.412	417.221	369.246	212.255	198.799	208.422	176.875	203.464	453.735	511.166	489.383	509.708	4.220.685
Jet nacional	58.912	56.353	59.736	60.264	60.077	59.683	63.329	63.513	58.313	60.134	61.086	61.266	722.667
Jet internacional	177.640	177.732	172.085	169.363	166.088	163.747	166.904	169.911	159.609	163.503	157.400	153.342	1.997.324
Total jet A-1	236.552	234.084	231.822	229.627	226.165	223.430	230.233	233.424	217.922	224.589	217.535	214.608	2.719.991
Asfalto RC-250	9.125	7.372	8.389	7.639	8.635	9.981	10.763	10.477	11.144	10.807	10.651	11.412	116.395
Asfalto AC-20	104.942	84.778	96.477	87.851	99.304	114.779	123.772	120.480	128.160	124.281	122.482	131.241	1.338.547
Total asfaltos	114.068	92.150	104.866	95.490	107.939	124.760	134.535	130.957	139.304	135.088	133.132	142.653	1.454.943
G.L.P.	1.325.944	1.192.053	1.312.362	1.303.882	1.389.689	1.321.202	1.371.288	1.383.439	1.343.751	1.416.630	1.344.515	1.365.589	16.070.344
Mineral tupertine	5.210	5.066	5.123	5.220	4.966	4.931	4.950	5.001	5.432	5.908	5.236	5.019	62.063
Ruber solvent	8.426	7.292	7.708	7.356	7.476	7.589	8.019	8.003	8.073	7.694	8.406	8.418	94.458
Total solventes	13.635	12.358	12.831	12.576	12.441	12.521	12.968	13.004	13.505	13.601	13.642	13.437	156.520
AVGAS	4.577	3.279	3.790	3.973	3.722	3.399	3.065	3.132	3.771	3.008	2.678	3.383	41.776
TOTAL DEMANDA (a)	9.365.833	8.874.756	9.284.322	8.772.702	9.119.403	8.859.455	9.140.797	9.365.840	9.522.185	10.093.403	9.752.275	10.097.223	112.248.197
Azufre (kg)	369.991	369.991	369.991	369.991	369.991	369.991	369.991	369.991	369.991	369.991	369.991	369.991	4.439.894
Gas natural (MMBTU) (b)	535.588	494.468	522.224	482.132	494.468	468.344	468.918	447.046	429.278	421.478	691.528	1.168.643	6.624.115
Gas natural licuado (MMBTU) (d)	415.531	426.748	445.788	440.332	447.138	440.091	446.349	446.654	440.636	447.138	440.454	424.175	5.261.033
Lubricantes (Gls)	84.404	116.059	162.064	86.368	122.984	107.635	150.800	137.537	153.715	146.365	140.391	144.483	1.552.805

Notas:

a) Proyección de Demanda de combustibles remitidas mediante memorandos Nro. PETRO-CNA-2023-0794-M y PETRO-CNA-2023-902-M de 07 de noviembre de 2023 y 06 de diciembre de 2023

b) Volúmenes estimados de combustible para el sector eléctrico (Diésel, Fuel Oil, Residuo, Gas Natural) conforme Oficios: Nro. CENACE-CENACE-2023-0593-O de 16 de agosto de 2023; Nro. CENACE-GPL-2023-0156-O de 16 de octubre de 2023 y Nro. MEM-DAPE-2023-0111-OF de 30 de octubre de 2023.

c) El volumen de Fuel Oil N° 6 correspondiente al Sector Naviero Internacional, a partir del mes de agosto 2022 se deberá considerar en la programación de dos (2) ventanas de aproximadamente 190.000 barriles por mes (cada una), en cumplimiento de los compromisos contractuales que mantiene la Gerencia de Comercialización Nacional (modificadorio N°2020033 suscrito por la EP PETROECUADOR y las empresas AGNAMAR, OCEANBAT S.A, MARZAM CIA. LTDA. Y CORPETROLSA)

d) Las proyecciones de la demanda de GNL consideran las estimaciones proporcionadas por el sector industrial, de acuerdo a la información recibida por parte de las empresas que tienen contratos vigentes con EP PETROECUADOR y que forman parte de la cartera de clientes de esta comercializadora.

Fuente: Informe de la Comisión Interinstitucional Nro. 002-PCO-POP-BOD-2023 de 21 de diciembre de 2023; y, Estimados Hidrocarburíferos 2024-2027 mediante oficio Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024.

Cuadro N°19. DEMANDA NACIONAL DE DERIVADOS DE HIDROCARBUROS POR SECTORES

Año 2024

Cifras en barriles

SECTOR	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
AÉREO	241.129	237.363	235.611	233.601	229.887	226.829	233.298	236.556	221.693	227.596	220.212	217.991	2.761.767
Avgas	4.577	3.279	3.790	3.973	3.722	3.399	3.065	3.132	3.771	3.008	2.678	3.383	41.776
Jet	236.552	234.084	231.822	229.627	226.165	223.430	230.233	233.424	217.922	224.589	217.535	214.608	2.719.991
AGRÍCOLA	24.109	21.675	23.862	23.708	25.268	24.023	24.933	25.154	24.433	25.758	24.447	24.830	292.199
GLP	24.109	21.675	23.862	23.708	25.268	24.023	24.933	25.154	24.433	25.758	24.447	24.830	292.199
AUTOMOTRIZ	4.407.953	4.341.651	4.534.947	4.548.200	4.755.995	4.546.033	4.799.443	4.921.146	4.743.837	4.998.704	4.734.329	4.923.949	56.256.187
Diésel 2													0
Diésel Premium	2.003.653	2.002.638	2.009.219	2.043.529	2.127.815	1.983.122	2.120.318	2.208.879	2.142.594	2.309.908	2.164.603	2.232.721	25.348.999
Gasolina 85 RON con etanol (Ecopais)	1.191.767	1.160.502	1.252.859	1.242.386	1.303.409	1.271.421	1.329.183	1.345.679	1.290.406	1.333.528	1.274.580	1.335.321	15.331.041
Gasolina 85 RON (Extra)	1.109.170	1.080.072	1.166.028	1.156.281	1.213.075	1.183.304	1.237.062	1.252.416	1.200.972	1.241.106	1.186.244	1.242.775	14.268.505
Gasolina 95 RON (Super)	73.748	71.813	77.528	76.880	80.656	78.677	82.251	83.272	79.852	82.520	78.872	82.631	948.700
GLP	29.616	26.625	29.312	29.123	31.040	29.510	30.629	30.900	30.014	31.641	30.031	30.501	358.942
CEMENTERO	37.186	28.913	26.571	30.962	26.581	28.067	31.350	32.442	35.472	35.621	33.041	33.676	379.882
Residuos	37.186	28.913	26.571	30.962	26.581	28.067	31.350	32.442	35.472	35.621	33.041	33.676	379.882
DOMÉSTICO	1.179.958	1.060.808	1.167.871	1.160.325	1.236.685	1.175.738	1.220.310	1.231.123	1.195.805	1.260.659	1.196.484	1.215.238	14.301.003
GLP	1.179.958	1.060.808	1.167.871	1.160.325	1.236.685	1.175.738	1.220.310	1.231.123	1.195.805	1.260.659	1.196.484	1.215.238	14.301.003
ELÉCTRICO	1.388.965	1.256.842	1.188.190	550.623	520.485	525.676	423.706	603.136	1.219.256	1.490.754	1.578.165	1.736.459	12.482.256
Diésel 2	508.465	436.046	471.838	183.142	176.542	223.294	144.929	178.834	357.782	496.811	620.060	662.131	4.459.873
Diésel Premium	15.047	14.366	13.816	9.716	9.524	9.524	9.524	9.747	14.073	16.284	17.119	17.440	156.178
Fuel Oil	479.421	454.818	393.583	215.768	195.937	148.124	163.516	284.707	474.159	547.322	526.579	623.595	4.507.530
Residuos	386.032	351.612	308.953	141.997	138.482	144.734	105.737	129.848	373.242	430.337	414.408	433.293	3.358.675
INDUSTRIAL	848.457	770.657	807.501	801.433	831.979	827.823	885.393	873.609	903.423	848.087	888.561	888.561	10.164.448
Asfalto	114.068	92.150	104.866	95.490	107.939	124.760	134.535	130.957	139.304	135.088	133.132	142.653	1.454.943
Diésel 1	394	392	415	573	532	441	485	411	643	727	535	806	6.354
Diésel 2	236.780	209.750	223.804	213.156	223.133	220.403	227.092	233.093	228.645	226.536	209.687	227.899	2.679.977
Diésel Premium	193.987	193.956	194.528	198.095	206.303	192.212	205.573	214.175	207.717	223.865	209.865	216.522	2.456.799
Gasolina 85 RON con etanol (Ecopais)	4.968	4.838	5.223	5.179	5.434	5.300	5.610	5.610	5.379	5.559	5.313	5.567	63.912
Fuel Oil	153.896	145.151	148.466	153.800	152.838	151.917	163.622	158.168	148.085	162.376	148.817	151.855	1.838.992
Gasolina 85 RON (Extra)	1.785	1.739	1.877	1.861	1.953	1.905	1.991	2.016	1.933	1.998	1.910	2.001	22.968
Gasolina 95 RON (Super)	3.123	3.041	3.283	3.256	3.416	3.332	3.483	3.526	3.493	3.495	3.340	3.499	40.176
GLP	92.261	82.945	91.316	90.726	96.697	91.931	95.416	96.262	93.500	98.571	93.553	95.020	1.118.199
Residuos	47.195	36.695	33.723	39.295	33.736	39.788	41.174	45.020	45.208	41.934	42.739	48.212	482.128
NAVIERO	845.666	802.537	925.537	1.063.567	1.122.950	1.137.350	1.147.569	1.041.038	830.761	772.093	761.175	677.992	11.128.234
Diésel 2	215.909	191.262	204.077	194.368	203.465	200.975	207.075	212.547	208.491	206.568	191.204	207.811	2.443.753
Diésel Premium	80.049	80.036	80.272	81.744	85.131	79.317	84.830	88.380	85.715	92.378	86.601	89.348	1.013.800
Fuel Oil # 4	168.965	150.516	260.407	406.680	453.541	476.266	474.835	359.272	155.750	92.314	102.575	0	3.101.120
Fuel Oil # 6	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	4.560.000
Gasolina 85 RON (Extra)	364	354	382	379	398	388	406	411	394	407	389	408	4.680
Gasolina 85 RON con etanol (Ecopais)	110	107	116	115	120	117	123	124	119	123	118	123	1.416
Gasolina 95 RON (Super)	269	262	283	281	295	287	300	304	292	301	288	302	3.465
PESQUERO	132.994	123.386	128.520	125.216	124.491	125.765	132.721	133.929	125.864	128.560	123.568	127.530	1.532.542
Diésel 2	37.606	33.313	35.545	33.854	35.439	35.005	36.068	37.021	36.314	35.979	33.303	36.196	425.644
Diésel Premium	2.921	2.920	2.929	2.983	3.106	2.894	3.095	3.225	3.128	3.371	3.160	3.260	36.992
Gasolina 85 RON (Extra)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13
Pesca Artesanal	92.462	87.147	90.040	88.373	85.940	87.860	93.552	93.677	86.416	89.204	87.099	88.068	1.069.838
Gasolina 85 RON con etanol (Ecopais)	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	54
PETROLERO	245.780	218.566	232.882	222.493	232.641	229.631	236.974	242.919	237.950	236.634	219.126	237.562	2.793.158
Diésel 2	235.238	208.383	222.346	211.768	221.679	218.967	225.613	231.575	227.156	225.061	208.321	226.415	2.662.521
Diésel Premium	2.539	2.539	2.546	2.593	2.701	2.516	2.691	2.804	2.719	2.931	2.747	2.834	32.161
Fuel Oil	4.893	4.615	4.721	4.890	4.860	4.830	5.029	4.732	4.709	5.163	4.732	4.828	58.473
Gasolina 85 RON con etanol (Ecopais)	17	17	18	18	19	18	19	19	18	19	18	19	218
Gasolina 85 RON (Extra)	3.036	2.957	3.192	3.165	3.321	3.239	3.386	3.428	3.288	3.398	3.247	3.402	39.060
Gasolina 95 RON (Super)	56	55	59	59	62	60	63	64	61	63	60	63	724
PRODUCTOS ESPECIALES	13.635	12.358	12.831	12.576	12.441	12.521	12.968	13.004	13.505	13.601	13.642	13.437	156.520
Mineral Turpentine	5.210	5.066	5.123	5.220	4.966	4.931	4.950	5.001	5.432	5.908	5.236	5.019	62.063
Rubber solvent	8.426	7.292	7.708	7.356	7.476	7.589	8.019	8.003	8.073	7.694	8.406	8.418	94.458
TOTAL DEMANDA SECTORES	9.365.833	8.874.756	9.284.322	8.772.702	9.119.403	8.859.455	9.140.797	9.365.840	9.522.185	10.093.403	9.752.275	10.097.223	112.248.197

Nota:

Fuente: Informe de la Comisión Interinstitucional Nro. 002-PCO-POP-BOD-2023 de 21 de diciembre de 2023y, Estimados Hidrocarburos 2024-2027 mediante oficio Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024.

Cuadro N° 20. IMPORTACIONES DE DERIVADOS DE HIDROCARBUROS

Año 2024

Cifras en barriles

IMPORTACIONES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
Diésel 2	840.000	840.000	560.000	560.000	280.000	560.000	560.000	560.000	840.000	840.000	1.120.000	840.000	8.400.000
Diésel premium 50 PPM	1.400.000	1.680.000	1.400.000	1.680.000	1.960.000	1.400.000	1.960.000	1.960.000	2.240.000	2.240.000	1.680.000	1.960.000	21.560.000
Diésel 2 para preparar F.O. (antes usaba Cutter Stock)	280.000	280.000	280.000	280.000	280.000	280.000	280.000	280.000	-	280.000	280.000	280.000	3.080.000
Nafta 95 oct.	1.180.000	1.180.000	1.180.000	1.180.000	1.180.000	1.180.000	1.180.000	1.475.000	1.180.000	1.180.000	885.000	1.180.000	14.160.000
Nafta 80 oct.	295.000	295.000	295.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	1.180.000	590.000	590.000	590.000	6.785.000
GLP	1.264.112	1.011.289	1.264.112	1.264.112	1.011.289	1.264.112	1.264.112	1.264.112	1.264.112	1.264.112	1.264.112	1.264.112	14.663.696
AVGAS	-	8.000	-	8.000	-	8.000	-	-	8.000	-	8.000	-	40.000
TOTAL IMPORTACIONES	5.259.112	5.294.289	4.979.112	5.562.112	5.301.289	5.282.112	5.834.112	6.129.112	6.712.112	6.394.112	5.827.112	6.114.112	68.688.696

Fuente: Informe de la Comisión Interinstitucional Nro. 002-PCO-POP-BOD-2023 de 21 de diciembre de 2023;y, Estimados Hidrocarbúricos 2024-2027 mediante oficio Nro. MEM-VH-2024-0054-OF de 26 de enero de 2024.

Anexo 6

PROYECTOS ESPECIALES

Esta sección presenta el estado de situación de los proyectos especiales o iniciativas estratégicas; los cuales están orientados a incorporar nuevas reservas y mejorar la recuperación de las mismas, aprovechando la infraestructura de producción existente en los diferentes áreas de desarrollo, y como consecuencia, esto permitirá el incremento de producción, el cual beneficiaría a EP PETROECUADOR el cumplimiento de los objetivos estratégicos y generaría mayores ingresos para el Estado Ecuatoriano, a su vez, también apoyará a la reactivación económica en las áreas de influencia donde se desarrollarán los proyectos.

La tabla a continuación incluye una descripción más detallada de las actividades realizadas y del estado de avance de cada proyecto en particular.

Cuadro N° 1: Proyectos especiales

PROYECTOS ESPECIALES			
Proyecto	Fuentes	Estado del Proyecto	Avance
Desarrollo del Bloque 6 – Campo Amistad	Gerencia de Transformación Empresarial y Proyectos Especiales / Gerencia de Exploración y Producción	En análisis para reestructuración.	Inicio de estructuración: Segundo trimestre 2024
Aprovechamiento del gas asociado de la estación Cuyabeno	Gerencia de Transformación Empresarial y Proyectos Especiales / Gerencia de Exploración y Producción	Actualmente en fase de estructuración y ejecución de fase previa del nuevo proyecto. Licencia Ambientales: OK	Avance fase de reestructuración: 35% Fecha de inscripción del proceso: diciembre 2023 Inicio de fase precontractual: Tercer Trimestre 2024
Aprovechamiento del gas asociado campos Pucuna, Sacha Norte, Guanta y VHR	Gerencia de Transformación Empresarial y Proyectos Especiales / Gerencia de Exploración y Producción	Actualmente en fase de diseño del nuevo proyecto. Licencia Ambientales: OK	Inicio de estructuración: Tercer trimestre 2024
Captación de gas asociado en locaciones remotas	Gerencia de Transformación Empresarial y Proyectos Especiales	Revisión de Normativa vigente y levantamiento de información disponible, para cambios normativos	Proyecto Piloto Inicio de estructuración: Cuarto trimestre 2024

Fuente: Gerencia de Transformación Empresarial y Proyectos Especiales

Nota: Los proyectos se encuentran en proceso de revisión con la Gerencia de Exploración y Producción, para aprobación de la Gerencia General.