

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Impacto de las Recientes Políticas Energéticas en la Producción
Petrolera y el Desarrollo Económico de Ecuador: Evaluación y
Estrategias para la Sostenibilidad

Proyecto de Titulación

Previo la obtención del Título de:

Magíster en Petróleos

Presentado por:

Luis Francisco Ruiz Andrade

Guayaquil - Ecuador

Año: 2025

Dedicatoria

Este trabajo se los dedico a mis padres
Fausto y Amparo, por su amor y apoyo
incondicional.

Siempre los llevo en mi corazón.

Agradecimientos

Mi más sincero agradecimiento a la
Universidad Pública y a mis padres.

Declaración Expresa

Yo Luis Francisco Ruiz Andrade acuerdo y reconozco que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí/nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me/nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi/nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al/los autor/es que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 3 de diciembre del 2025.

Luis Francisco Ruiz Andrade

Evaluadores

Danilo Andrés Arcentales Bastidas

Profesor de Materia

José Arnulfo Cóndor Tarco

Tutor de proyecto

Resumen

La energía es un recurso necesario para prácticamente todas las actividades humanas y, actualmente, el petróleo continúa siendo el principal recurso energético del mundo. En Ecuador, esta dependencia es particularmente marcada: en 2024, la matriz energética muestra que el 77,1 % de la energía consumida provenía de combustibles fósiles. Además, la producción petrolera está íntimamente relacionada con el Presupuesto General del Estado (PGE), pues el Estado depende de la renta petrolera para financiar la inversión pública —incluyendo proyectos del propio sector energético—. Por ello, la reducción de la producción implica una menor disponibilidad de recursos fiscales. Para optimizar la producción y aumentar el factor de recobro, existen métodos de recuperación secundaria y mejorada (EOR, por sus siglas en inglés) que se aplican cuando la presión natural de un yacimiento de petróleo disminuye. El objetivo de este trabajo de investigación fue determinar las principales políticas energéticas implementadas en el período 2015–2024 y evaluar su impacto en la producción petrolera, la sostenibilidad energética y la economía de Ecuador, mediante un análisis técnico, normativo y financiero basado en datos históricos, estudios de caso y evaluación económica, con el fin de establecer lineamientos para un plan estratégico que garantice estabilidad económica y sostenibilidad energética. Se identificaron seis políticas energéticas principales y, a partir de la evaluación de su impacto, se determinó que, en un escenario con EOR y un factor de recobro del 20 %, las pérdidas por el cierre del Bloque 43–ITT ascenderían a 27.088,1 millones de USD, constituyendo una estimación que podría incrementarse al variar los supuestos técnicos del análisis. En el mismo período, la producción petrolera se redujo de 541,3 kbpd a 473,4 kbpd y no se logró revertir la tendencia descendente. En este contexto, la implementación de proyectos de recuperación secundaria y mejorada resulta necesaria para superar este estancamiento. El análisis financiero demostró una fuerte dependencia fiscal del petróleo y la necesidad de utilizar los ingresos petroleros como puente financiero para la transición energética. Finalmente, se propusieron siete principios estratégicos para orientar la planificación y el diseño de políticas para el desarrollo sostenible del sector energético en Ecuador; estos principios sintetizan los resultados del análisis técnico, económico, normativo y de sostenibilidad y buscan encaminar la transición hacia una matriz energética más renovable y diversificada.

Palabras clave: políticas públicas, recuperación secundaria, recuperación mejorada (EOR), finanzas, normativa.

Abstract

Energy is a necessary resource for practically all human activities, and at present, oil remains the main energy resource worldwide. In Ecuador, this dependence is particularly pronounced: in 2024, the energy matrix shows that 77.1% of the energy consumed came from fossil fuels. Moreover, oil production is closely linked to the General State Budget (PGE), since the State depends on oil revenues to finance public investment — including projects in the energy sector itself. Consequently, a reduction in production entails lower availability of fiscal resources. To optimize production and increase the recovery factor, there are secondary and enhanced recovery methods (enhanced oil recovery, EOR) that are applied when the natural pressure of an oil reservoir declines. The aim of this research was to identify the main energy policies implemented in the 2015–2024 period and to assess their impact on oil production, energy sustainability, and Ecuador's economy through a technical, regulatory, and financial analysis based on historical data, case studies, and economic evaluation, in order to establish guidelines for a strategic plan that ensures economic stability and energy sustainability. Six main energy policies were identified and, based on the assessment of their impact, it was determined that, in a scenario with EOR and a recovery factor of 20%, the losses from the closure of Block 43–ITT would amount to USD 27,088.1 million, representing an estimate that could increase as the technical assumptions used in the analysis are varied. Over the same period, oil production fell from 541.3 kbpd (thousand barrels per day) to 473.4 kbpd, and the downward trend could not be reversed. In this context, the implementation of secondary and enhanced recovery projects is necessary to overcome this stagnation. The financial analysis showed a strong fiscal dependence on oil and the need to use oil revenues as a financial bridge for the energy transition. Finally, seven strategic principles were proposed to guide planning and policy design for the sustainable development of Ecuador's energy sector; these principles synthesize the results of the technical, economic, regulatory, and sustainability analysis and aim to steer the transition toward a more renewable and diversified energy mix.

Keywords: energy public policies, secondary and enhanced oil recovery (EOR), public finances, regulatory framework.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	6
CAPÍTULO 1.....	10
1. INTRODUCCIÓN.....	11
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	12
1.2 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	13
1.3 OBJETIVOS	13
1.3.1 <i>OBJETIVO GENERAL</i>	13
1.3.2 <i>OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....</i>	13
1.4 MARCO TEÓRICO.....	14
1.4.1 EL PETRÓLEO COMO FUENTE DE ENERGÍA PRIMARIA.....	14
1.4.2 IMPORTANCIA Y USOS DEL PETRÓLEO	15
1.4.3 EL PETRÓLEO EN ECUADOR: EJE DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA Y MOTOR ECONÓMICO	16
1.4.4 LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA COMO DESAFÍO Y OPORTUNIDAD PARA ECUADOR	17
1.4.5 PAPEL DEL ESTADO EN EL SECTOR ENERGÉTICO.....	18
1.4.6 POLÍTICAS PÚBLICAS Y POLÍTICAS ENERGÉTICAS	19
1.4.7 EVALUACIÓN DEL SECTOR PETROLERO: CRITERIOS TÉCNICOS, FINANCIEROS Y REGULATORIOS	20
1.4.8 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE UNA ESTRATEGIA ENERGÉTICA COHERENTE Y SOSTENIBLE EN ECUADOR	22
CAPÍTULO 2.....	25
2. METODOLOGÍA	26
2.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN Y ENFOQUE	26
2.2 MÉTODO REPLICADO Y REFERENTES METODOLÓGICOS	26
2.3 JUSTIFICACIÓN DEL MÉTODO ELEGIDO	26
2.4 UNIDAD DE ANÁLISIS Y FUENTES DE DATOS	26
2.5 EVALUACIÓN Y ANÁLISIS.....	27
CAPÍTULO 3.....	28
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	29
3.1 ANÁLISIS FINANCIERO DEL CIERRE DEL ITT (POLÍTICA P1 Y P2)	30
3.1.1 DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS POR RENDIMIENTO DEL BLOQUE 43-ITT CONSIDERANDO EOR.....	32
3.2 ANÁLISIS ECONÓMICO-FISCAL DE LA POLÍTICA ECONÓMICA Y FISCAL DEL SECTOR HIDROCARBURÍFERO (POLÍTICA P3)	34
3.3 ANÁLISIS TÉCNICO DE LA POLÍTICA DE INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA (POLÍTICA P4)..	38
3.4 ANÁLISIS NORMATIVO DE LA POLÍTICA REGULATORIA DEL SECTOR HIDROCARBURÍFERO (POLÍTICA P5)	40
3.5 ANÁLISIS TÉCNICO-ENERGÉTICO DE LA POLÍTICA DE SOSTENIBILIDAD Y DIVERSIFICACIÓN ENERGÉTICA	43
3.6 ESTRATEGIA DE PLANIFICACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO	47

3.6.1	ESTRATEGIA PARA EL SECTOR PETROLERO	48
3.6.2	ESTRATEGIA PARA EL SECTOR ELÉCTRICO	49
3.6.3	DISEÑO, MONITOREO Y EVALUACIÓN DE LA ESTRATEGIA	49
3.6.4	PRINCIPIOS ESTRATÉGICOS PROPUESTOS PARA LA PLANIFICACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO	50

CAPÍTULO 4..... 51

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 52

4.1 CONCLUSIONES..... 52

4.2 RECOMENDACIONES 53

BIBLIOGRAFÍA..... 54

ANEXOS..... 57

Capítulo 1

1. INTRODUCCIÓN

La energía es un concepto muy utilizado y, a la vez, abstracto, que no siempre es fácil de entender. Incluso para Richard Feynman, que obtuvo el premio Nobel de Física, le resultó complejo definir qué es. En una ocasión afirmó: “la física actual no comprende qué es la energía. No se tiene ninguna foto que muestre si se desplaza en pequeñas burbujas o en una cantidad determinada”. Sin embargo, la energía está presente en cada aspecto de nuestra vida cotidiana: en el simple acto de respirar, en los alimentos que consumimos cada día, al encender nuestros vehículos o al cargar nuestros teléfonos móviles. En pocas palabras: “la energía permite el cambio”. Por esta razón, todos los cambios que experimentamos y el avance continuo de la civilización actual son gracias a ella. Constituye la base de toda actividad humana moderna y, sin duda, la moneda de cambio universal (Smil V. , 2001).

La energía es el insumo esencial de cualquier actividad productiva. Desde la década de 1960, el petróleo se ha consolidado como la principal fuente energética a nivel mundial; no obstante, su utilización plantea dos desafíos fundamentales: primero, se trata de un recurso no renovable, por lo que posee una disponibilidad limitada; y segundo, su uso indiscriminado ha generado un alto nivel de contaminación, afectando significativamente la biosfera y alterando el equilibrio ambiental del planeta. Por estas razones, en todo el mundo se ha comenzado a desarrollar tecnologías para generar energía de forma más limpia y sostenible, como parte de una transición energética que hoy es cada vez más visible (Fouquet, 2016).

La realidad actual muestra que los requerimientos energéticos de nuestra civilización seguirán en aumento, y Ecuador no es la excepción. La adopción de nuevas tecnologías, junto con el crecimiento productivo, exige un suministro continuo y confiable de energía. La matriz energética ecuatoriana mantiene una fuerte dependencia del petróleo, esta dependencia representa además un factor económico relevante, ya que durante los últimos 60 años el petróleo ha sido el principal producto de exportación del país, representando aproximadamente el 38 % del total en 1990 y el 7% en 2023 (BCE, 2022) (Roca, 2009).

En 1967 se marcó un hito relevante con el descubrimiento del primer pozo comercialmente viable en Lago Agrio, y en 1972 se concretó la primera exportación de crudo, lo que dio inicio al denominado “boom petrolero” en Ecuador y al desarrollo de su industria hidrocarburífera. Para 2025, el país cuenta con reservas estimadas en 2.060 millones de barriles (MMBls), ubicándose en el puesto 20 a nivel mundial y tercero en la región, después de Venezuela y Brasil. La mayor parte de estos recursos está bajo administración estatal a través de EP Petroecuador, empresa que en los últimos años ha enfrentado serias deficiencias de gestión e ineficiencia operativa. Como consecuencia, el sector petrolero ecuatoriano atraviesa un proceso de decaimiento, caracterizado por la reducción de inversiones, el estancamiento tecnológico y una sostenida disminución en los niveles de producción (Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, 2023).

En este escenario, resulta fundamental comprender el papel que desempeñan las políticas energéticas como marco rector de la gestión del sector. Estas políticas constituyen el conjunto de estrategias que orientan cómo debe gestionarse el sector energético. Su implementación se materializa a través de la ejecución de proyectos, instrumentos normativos, planes, programas, entre otros mecanismos. En Ecuador, resulta fundamental que estas políticas se diseñen y apliquen desde una perspectiva estratégica, con el fin de administrar los recursos adecuadamente y se asegure el progreso de la sociedad presente y futura.

Actualmente, el Estado y la ciudadanía se encuentran inmersos en un debate sobre la implementación de políticas que aborden dos aspectos esenciales: la sostenibilidad y la protección del medio ambiente. Decisiones como el cierre del bloque ITT se han convertido en temas mediáticos de gran repercusión nacional. Sin embargo, decisiones de esta magnitud deberían fundamentarse principalmente en criterios técnicos y estratégicos. Por ello, el análisis profundo de las políticas energéticas y sus impactos resulta indispensable, tanto para la toma de decisiones del Estado como para la comprensión informada por parte de la ciudadanía.

En los últimos años, la producción petrolera en Ecuador ha disminuido significativamente, pasando de 540 mil barriles diarios en 2015 a 470 mil en 2024. Esta caída se ha visto agravada por la falta de inversión y el precario estado técnico de la industria en el país, lo que evidencia que las políticas implementadas en el sector no han sido adecuadamente diseñadas ni ejecutadas. En este contexto, el Estado actualmente no cuenta con los recursos necesarios para resolver los problemas estructurales del sector y se ve obligado a buscar nuevas fuentes de financiamiento e inversión para garantizar su sostenibilidad y competitividad (BCE, 2022).

Para Ecuador, la disminución de los ingresos petroleros se traduce en una reducción significativa de la inversión pública en sectores clave como salud, educación, seguridad e infraestructura, fundamentales para el bienestar y el desarrollo del país. Las regalías provenientes del sector petrolero representan aproximadamente el 7% del presupuesto general del Estado en los últimos 8 años, por lo que reducir abruptamente la producción o cerrar bloques ya en operación podría no ser la mejor decisión. Asimismo, mantener la Ley de Hidrocarburos o los nuevos Reglamentos de Operaciones Hidrocarburíferas como marcos legales sin actualización tampoco constituye una acción acertada (BCE, 2022).

Por esta razón, el presente trabajo tiene como objetivo analizar las recientes políticas energéticas y sus efectos, a partir de una evaluación técnica, financiera y normativa, con el propósito de proporcionar una herramienta para contribuir al debate constructivo, ofreciendo recomendaciones que permitan articular desarrollo económico, seguridad energética y sostenibilidad, orientadas a promover el desarrollo sostenible del país.

1.1 Descripción del Problema

El principal problema radica en la falta de estudios que analicen de manera integral cómo las recientes políticas energéticas han impactado la producción petrolera y su relación con el desarrollo sostenible en Ecuador. Decisiones políticas como, el cierre en el Bloque 43-ITT y las deficiencias operativas de Petroecuador han generado inestabilidad en el sector y afectado la planificación a largo plazo (Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, 2022) (BCE, 2022).

Petroecuador, como operador estatal, enfrenta una serie de problemas que afectan su competitividad y eficiencia, incluyendo fallas en el mantenimiento de infraestructura, baja capacidad de inversión, corrupción en la asignación de contratos y una gestión fuertemente influenciada por cambios políticos. Estas deficiencias han limitado la capacidad de la empresa para optimizar la explotación de los recursos petroleros, reduciendo su rentabilidad y afectando la recaudación fiscal que financia el Estado de bienestar (BID, 2023).

Esta falta de eficiencia y previsión estratégica impacta tanto a la inversión privada como a la sostenibilidad del sector público. Es necesario evaluar casos específicos en los que los cambios en

la regulación y la gestión operativa han influido en la rentabilidad y estabilidad del sector, con el fin de formular estrategias que permitan mejorar la planificación y la seguridad energética del país.

1.2 Justificación del Problema

La evaluación del impacto de las recientes políticas energéticas en la producción petrolera y el desarrollo sostenible de Ecuador es fundamental, dado que el sector hidrocarburífero representa una de las principales fuentes de ingresos fiscales del país. La disminución sostenida en la producción, agravada por la falta de inversión y el deterioro técnico-operativo, no solo compromete la rentabilidad del sector petrolero, sino que también reduce los recursos para financiar áreas esenciales como el sector energético.

Resolver este problema es clave para fortalecer la capacidad del Estado, así como para diseñar políticas energéticas que garanticen un equilibrio entre producción, ambiente y desarrollo económico. Un análisis integral técnico, normativo y financiero permitirá identificar los factores que limitan la competitividad del sector y establecer lineamientos estratégicos para optimizar la gestión de los recursos hidrocarburíferos y garantizar la sostenibilidad energética.

En este contexto, el presente estudio busca llenar un vacío importante en la comprensión de cómo las decisiones políticas afectan directamente la economía, la producción petrolera y la sostenibilidad del sector energético, proporcionando herramientas de análisis que permitan al estado y a la ciudadanía contar con información objetiva y fundamentada para promover un desarrollo sostenible y competitivo en el país.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Evaluar el impacto de las recientes políticas energéticas en la producción petrolera, la sostenibilidad energética y la economía de Ecuador, mediante un análisis técnico, normativo y financiero basado en datos históricos, estudios de casos y evaluación económica, con el objetivo de establecer principios para un plan estratégico que garantice estabilidad económica y sostenibilidad energética.

1.3.2 Objetivos específicos

1. Identificar las políticas energéticas más relevantes de los últimos 9 años en Ecuador, priorizando aquellas con mayor impacto en la producción petrolera y el desarrollo económico del país.
2. Evaluar los efectos de estas políticas en la producción petrolera, la economía, las finanzas públicas y la sostenibilidad energética de Ecuador, mediante un análisis técnico, económico y normativo.
3. Evaluar el impacto financiero y de producción de estas políticas en el Bloque 43 ITT; así como en las dificultades operativas del sector público, mediante un análisis técnico y financiero.

4. Establecer principios estratégicos para la planificación del sector energético, basados en criterios técnicos, financieros, regulatorios y de sostenibilidad, para la optimización de la economía, fortalecimiento del marco normativo, incremento de la producción y desarrollo energético sostenible en Ecuador.

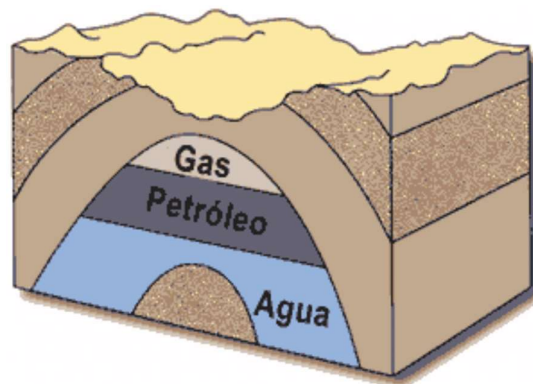
1.4 Marco teórico

1.4.1 El petróleo como fuente de energía primaria

El petróleo es conocido como "aceite de roca"; su etimología proviene de los términos latinos *petra* (piedra) y *oleum* (aceite). Se trata de una mezcla oleosa de hidrocarburos que se encuentra en el subsuelo terrestre. Según la teoría orgánica, la más aceptada actualmente, el petróleo se originó a partir de la descomposición de materia orgánica proveniente de organismos vegetales y animales, sometida a condiciones elevadas de presión y temperatura. Esta materia orgánica, enterrada en cuencas sedimentarias, sufre un proceso de transformación durante millones de años, dando lugar a la formación de hidrocarburos. En la Figura 1.1 se muestra un esquema de cómo se encuentra almacenado el petróleo en el subsuelo (Vásquez, 2017).

Figura 1.1

Esquema de formación y ubicación del Petróleo en el Subsuelo.



Nota. Tomada de Vásquez (2017).

Hacia finales del siglo XIX, el carbón mineral constituía la principal fuente de energía primaria a nivel mundial. Su amplia disponibilidad lo convertía en una opción adecuada para abastecer la creciente demanda energética, impulsada por el desarrollo de procesos industriales cada vez más intensivos. No obstante, el agotamiento progresivo de las capas superficiales obligó a explotar minas a mayores profundidades, incrementando los costos y la complejidad técnica. Este escenario incentivó la búsqueda de nuevas fuentes de energía. Es así como, durante la década de 1860, en Estados Unidos y Canadá se perforaron los primeros pozos petroleros y se instalaron las primeras refinerías (Smil, 2001) (Vásquez, 2017).

El hallazgo y explotación de estos yacimientos llamó rápidamente la atención, en especial debido a que la densidad energética del petróleo casi duplicaba a la del carbón mineral. Hacia finales del siglo XIX, esta característica fue determinante para el desarrollo del primer motor de combustión interna alimentado con gasolina. El prototipo, diseñado por Daimler y Maybach, fue presentado

en 1883. Posteriormente, a inicios del siglo XX, surgieron innovaciones clave como el automóvil Ford Modelo T y el avión de los hermanos Wright. Este proceso de desarrollo e innovación permitió que, para la década de 1960, el petróleo desplazara al carbón como la principal fuente de energía global, impulsando avances significativos en sectores como el transporte, la industria marítima, la petroquímica, la metalurgia, entre otros (Smil, 2001).

Actualmente, el petróleo continúa siendo la principal base energética a nivel mundial, con una producción estimada de 101,8 millones de barriles por día (MMbpd). Constituye el pilar de la economía de numerosos países y su uso está integrado en la mayoría de los procesos productivos. Sin embargo, su utilización ha generado críticas y un intenso debate a nivel global. Debido a su naturaleza tóxica, el petróleo es un agente altamente contaminante, con capacidad para afectar de forma directa al medioambiente. Además, su combustión representa una de las principales fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero, como dióxido de carbono (CO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y óxidos de azufre (SO_x), por nombrar algunos (EIA, 2023).

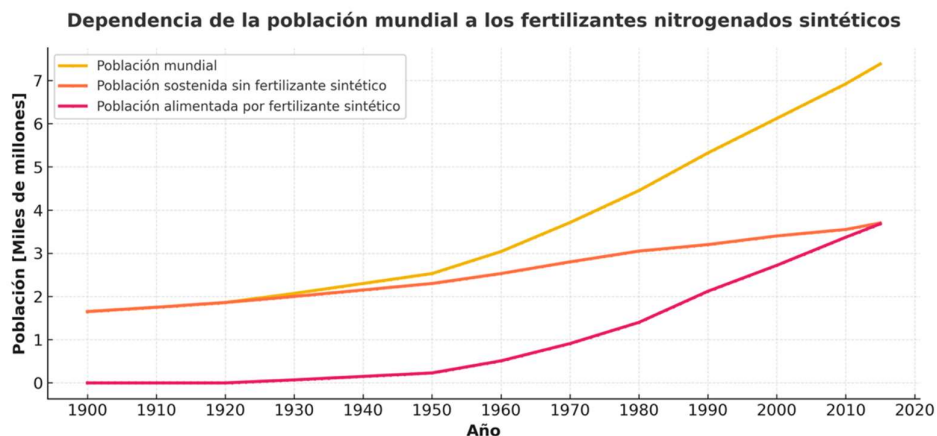
1.4.2 Importancia y usos del petróleo

En 1898, el químico William Crookes alertó sobre una inminente crisis alimentaria de alcance mundial, provocada por la escasez de nitrógeno disponible para fertilizar los suelos y del rápido aumento poblacional. Textualmente advirtió: “Estamos en peligro mortal de no tener suficiente para comer”. Para 1913, Fritz Haber, junto con Carl Bosch, desarrolló el proceso de síntesis de amoníaco (NH₃), una innovación que permitió la disponibilidad de un precursor clave para la fabricación de fertilizantes sintéticos nitrogenados. Este avance cuadruplicó los rendimientos agrícolas sobre la misma superficie de tierra cultivable y dotó a la humanidad de la capacidad de alimentar a una población que actualmente alcanza los 8 mil millones de personas. Este descubrimiento fue tan importante que le otorgó a Fritz Haber el Premio Nobel de Química en 1918. Seguramente, sin este proceso, no se hubiera alcanzado la población mundial que hoy tenemos (Erisman, et al., 2008).

Se estima que aproximadamente el 50 % del nitrógeno presente en los organismos humanos actuales proviene del proceso Haber-Bosch. Además, se calcula que este proceso consume cerca del 2 % de todo el suministro energético mundial. Los combustibles fósiles constituyen la base tanto energética como material de este proceso, dada su participación en la producción de hidrógeno y la generación de calor de alta intensidad necesarios para la reacción. Este ejemplo de cómo los combustibles fósiles impactan la agricultura ni siquiera considera otros eslabones de la cadena alimentaria, como el transporte, la logística, el almacenamiento o el procesamiento hasta llegar a los consumidores, que demandan aún más energía. No cabe duda de que el petróleo desempeña un papel fundamental en la vida cotidiana de todas las personas. La Figura 1.2 presenta una estimación según la cual aproximadamente la mitad de la población mundial depende de los fertilizantes sintéticos para su subsistencia; sin ellos, la demanda alimentaria global no podría ser cubierta (Erisman et al., 2008; Smil, 2001).

Figura 1.2

Estimación de la Dependencia de la población mundial a los fertilizantes nitrogenados sintéticos.



Nota. Elaboración propia con base en Smil (2001).

Más allá del ámbito agrícola, incluso en sectores estratégicos como la tecnología la relevancia del petróleo es notable. Por ejemplo, las estructuras metálicas presentes en automóviles, computadoras o dispositivos móviles requieren metales refinados, y en la industria metalúrgica el uso de coque de petróleo es esencial para alcanzar las altas temperaturas necesarias en los altos hornos y permitir la fundición de metales. Resulta difícil imaginar un producto que no esté vinculado, directa o indirectamente, a la cadena de valor del petróleo. Desde alimentos básicos hasta bienes de consumo como ropa, medicamentos, fertilizantes o materiales de construcción, el petróleo desempeña un papel fundamental. En definitiva, constituye uno de los pilares sobre el cual se sostiene el mundo moderno tal y como lo conocemos (Erismán, et al., 2008) (Smil, 2001).

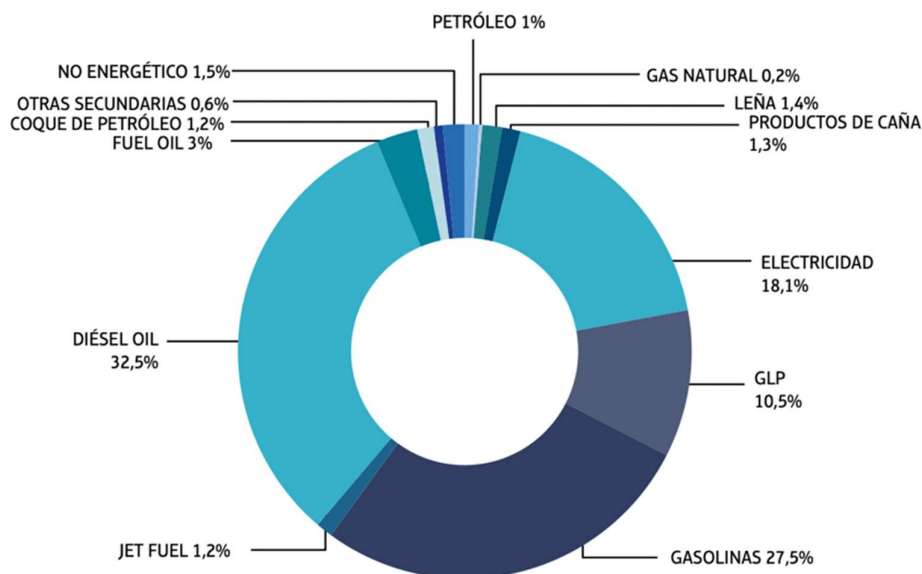
1.4.3 El petróleo en Ecuador: eje de la política energética y motor económico

En Ecuador, según el Balance Energético Nacional de 2023, se ha evidenciado un crecimiento sostenido de la demanda energética durante los últimos once años. Este incremento responde principalmente al aumento de las actividades productivas, así como al crecimiento poblacional. Conforme a la tendencia histórica, el sector transporte se mantiene como el principal consumidor de energía, seguido por los sectores productivo y residencial. Para 2023, el consumo energético total del país alcanzó los 102 millones de barriles equivalentes de petróleo (BEP) (Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, 2023).

Ecuador depende en su mayoría de fuentes fósiles para cubrir su demanda energética, como lo confirma el informe, que indica que el 79,9 % de la matriz energética nacional proviene de este tipo de fuentes. Esta cifra guarda coherencia si se considera que el sector transporte —el mayor consumidor de energía— opera casi en su totalidad con un parque automotor que utiliza diésel y gasolina. A esto se suma el uso intensivo de gas licuado de petróleo (GLP) en los sectores industrial y residencial, lo que refuerza la dependencia del país respecto a los combustibles fósiles. La Figura 1.3 presenta la distribución de la demanda energética en Ecuador según tipo de fuente (Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, 2023).

Figura 1.3

Consumo energético en Ecuador según tipo de fuente



Nota. Tomado de Balance Energético Nacional 2024, por Ministerio de Energía y Minas (2025).

Desde 1972, con el inicio del denominado “boom petrolero”, el Ecuador centró grandes expectativas en los beneficios económicos y sociales derivados de la explotación hidrocarburífera. No obstante, el modelo extractivo ha generado cuestionamientos por su impacto ambiental y por la dependencia de los recursos naturales no renovables para generar ingresos. A pesar de ello, la realidad es que la producción petrolera ha contribuido significativamente al crecimiento económico del país, constituyéndose en una de las fuentes principales de financiamiento del Presupuesto General del Estado (PGE) (Ministerio de Economía y Finanzas del Ecuador, 2024).

La importancia del PGE radica en su papel esencial para el funcionamiento del Estado, el cumplimiento de sus obligaciones y la ejecución de proyectos estratégicos, especialmente en sectores clave como la salud, educación, seguridad, infraestructura y energía. Este último sector cobra una relevancia particular en el actual contexto de transición energética global, que promueve el uso de fuentes sostenibles. Mientras que muchos países avanzan con inversiones significativas en energías limpias, así como con la adopción masiva de vehículos eléctricos en el transporte, la realidad ecuatoriana aún dista considerablemente de alcanzar dicha transformación (Ministerio de Economía y Finanzas del Ecuador, 2024).

1.4.4 La transición energética como desafío y oportunidad para Ecuador

La transición energética que vivimos hoy no es algo nuevo para la humanidad. También sucedió en el siglo XX, cuando el mundo transitó del uso predominante del carbón mineral al petróleo como su principal fuente de energía. Fue Estados Unidos quien lideró este cambio, impulsando el desarrollo y la difusión de tecnologías clave, como los motores de combustión interna, aplicados en sectores estratégicos como la agricultura, el transporte, la aviación y la industria militar. Del mismo modo, en el siglo XVIII, el carbón mineral se impuso como la principal fuente de energía, dejando atrás el uso de leña y biomasa. Este proceso fue encabezado

por el Reino Unido, impulsado por la Revolución Industrial y el desarrollo de las primeras máquinas de vapor, junto con la expansión de las fábricas y los ferrocarriles (Smil V. , 2019).

En ambos casos, tanto Estados Unidos como el Reino Unido lograron integrar tempranamente tecnologías energéticas innovadoras. Las consecuencias fueron claras: una expansión económica sin precedentes y la consolidación de su liderazgo a escala global. En contraste, muchas regiones de Asia y África, incluso hoy en día, dependen de la biomasa —como la madera o el estiércol— para satisfacer sus necesidades energéticas básicas. Estos patrones de consumo reflejan limitaciones en el desarrollo económico y tecnológico, además de condiciones asociadas a la pobreza y al bajo nivel de bienestar (Smil V. , 2019).

La actual transición energética que enfrenta el mundo responde a desafíos que van más allá de lo ambiental. También obedece a dos problemas fundamentales: en primer lugar, el petróleo es un recurso finito; y en segundo, es indispensable asegurar el suministro energético para las futuras generaciones. Desde una perspectiva pragmática, el planteamiento es claro: necesitaremos energía cuando el petróleo deje de ser útil. Los países desarrollados son conscientes de esta realidad y han iniciado un proceso progresivo de adopción de fuentes renovables. Aquellos que integren estas tecnologías de manera temprana contarán con una ventaja estratégica frente al resto del mundo (Smil V. , 2019).

En consecuencia, la transición energética no es una alternativa opcional, sino un proceso inevitable. En el caso del Ecuador, la verdadera disyuntiva radica en decidir si se avanza hacia una transición ordenada e inteligente, o si, una vez agotadas las reservas de petróleo, se retrocede hacia fuentes como la biomasa o el carbón. La inacción —o una respuesta tardía— comprometería gravemente la estabilidad económica, productiva y social del país. Apostar por el desarrollo de energías sostenibles no solo representa una responsabilidad ambiental, sino también una oportunidad estratégica para garantizar la seguridad energética y el desarrollo nacional del futuro (BID, 2023).

En este sentido, Ecuador debe enfocar sus esfuerzos en un objetivo claro y urgente: el desarrollo de fuentes de energía sostenibles. Para lograrlo, será indispensable movilizar recursos económicos, invertir en infraestructura y tecnología, promover proyectos energéticos diversificados y fomentar la innovación. Como país cuya matriz energética y economía dependen en gran medida del petróleo, Ecuador deberá, en el corto y mediano plazo, continuar aprovechando sus recursos hidrocarbúricos. No obstante, los réditos obtenidos de esta actividad deben ser gestionados de forma estratégica, para financiar la transición energética y reducir progresivamente la dependencia de los combustibles fósiles. Todas estas acciones deben formar parte de una estrategia integral y bien estructurada, que permita una transición energética responsable y competitiva (BID, 2023).

1.4.5 Papel del Estado en el sector energético

Según la Constitución de la República del Ecuador, los recursos naturales no renovables y los productos del subsuelo son de propiedad del Estado. Así lo establece el artículo 408, que señala:

“Son de propiedad inalienable, imprescriptible e inembargable del estado los recursos naturales no renovables y, en general, los productos del subsuelo, yacimientos minerales y de hidrocarburos, substancias cuya naturaleza sea distinta de la del suelo...” (CRE, 2008)

Esto implica que, en el caso del petróleo, el Estado es propietario del recurso, por lo que le corresponde su gestión y administración. En consecuencia, el Estado tiene el deber de regular, planificar y supervisar todas las actividades relacionadas con la exploración, explotación y comercialización de los hidrocarburos producidos en el país.

En Ecuador, los dos principales cuerpos normativos que regulan el sector petrolero son la Ley de Hidrocarburos y el Reglamento General de Operaciones Hidrocarburíferas. Ambos instrumentos establecen las normas que rigen la administración de los recursos hidrocarburíferos, incluyendo disposiciones sobre exploración, producción, transporte y venta. Además, fijan los lineamientos aplicables a los mecanismos de contratación, concesión y participación, tanto estatal como privada.

Actualmente, el Estado ecuatoriano gestiona la mayor parte de las actividades petroleras a través de la empresa pública EP Petroecuador, responsable de aproximadamente el 80 % de la producción nacional de crudo. El porcentaje restante corresponde a empresas privadas que operan mediante contratos de participación o servicios. Esta distribución ha dado lugar a debates dentro del Estado y la sociedad sobre el rol público en la producción petrolera y las decisiones estratégicas necesarias para fomentar la inversión y mejorar la eficiencia del sector (Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, 2023).

1.4.6 Políticas públicas y políticas energéticas

Se entiende por políticas públicas al conjunto de acciones que emanan de la voluntad política del Estado y que están orientadas a satisfacer objetivos de interés social. Estas acciones se fundamentan en procesos de diagnóstico y análisis estratégico, y se implementan a través de diversos instrumentos de política, tales como normas, planes, programas, proyectos, entre otros, todos ellos dirigidos a atender de manera eficaz problemas públicos específicos (Franco Corzo, 2013).

En el caso de las políticas energéticas, este conjunto de acciones se enfoca en atender las necesidades sociales relacionadas con el sector energético. Por ello, las decisiones adoptadas por las autoridades deben ser estructuradas y estratégicas, orientadas al cumplimiento de los objetivos establecidos. Este concepto es fundamental, ya que las acciones del Estado deberían estar respaldadas por información confiable y planificación rigurosa (Blanco & Oxilia Dávalos, 2016).

Un caso emblemático en el ámbito de la política energética es el de la “Energiewende” (transición energética) en Alemania. A continuación, en la Tabla 1.1 se describen sus principales elementos con el fin de ilustrar cómo se estructura una política energética:

Tabla 1.1

Explicación de la política Energiewende (Alemania).

Política Energética:	- Energiewende (Alemania)
Objetivos principales:	<ul style="list-style-type: none"> - Reducir los riesgos asociados al uso de energía nuclear. - Impulsar el uso de fuentes de energía limpia. - Avanzar hacia la descarbonización del sistema energético.

Acciones específicas:	<ul style="list-style-type: none"> - Establecimiento de un marco normativo para el cierre progresivo de las centrales nucleares. - Implementación de incentivos fiscales para la inversión en energía solar y eólica. - Aumento de la capacidad instalada en energías renovables. - Financiamiento de proyectos de investigación en tecnologías energéticas sostenibles.
------------------------------	--

Este caso muestra claramente los elementos esenciales de una política energética: un problema identificado (el riesgo nuclear), un objetivo concreto (transición hacia energías limpias) y una serie de acciones implementadas para alcanzarlo (Blanco & Oxilia Dávalos, 2016).

Sin embargo, este ejemplo evidencia cómo el diseño e implementación de estas políticas pueden tener impactos negativos. Diversos analistas han señalado que la reducción en el suministro energético encareció los costos de producción, disminuyendo la productividad y competitividad de la industria alemana. La recesión económica experimentada por Alemania en 2023 y 2024 ha sido, en parte, atribuida a esta crisis energética, lo cual es especialmente relevante ya que el país ha sido considerado como “el motor económico de Europa”. Este ejemplo permite no solo comprender qué es una política energética, sino también resaltar un aspecto fundamental: el diseño de las políticas debe sustentarse en criterios técnicos y estratégicos. En palabras de Thomas R. Dye (2002), toda política pública debe responder a una pregunta central (Franco Corzo, 2013):

¿ Genera mayores beneficios para la sociedad?

En Ecuador se han implementado diversas políticas energéticas en los últimos años, cuya ejecución se ha materializado a través de acciones específicas. Entre las más relevantes se encuentran el cierre del bloque ITT. La implementación de estas políticas recae, en su mayoría, en el Estado, dado que este es el propietario y administrador de los recursos energéticos del país. Y en el caso del ITT, su cierre respondió a una decisión adoptada a través de una consulta popular, un instrumento político de participación ciudadana. Sin embargo, resulta fundamental analizar si estas políticas responden a criterios técnicos y estratégicos por parte del Estado, y, en particular, si la decisión tomada mediante consulta se basó en un debate público informado, sustentado y debidamente orientado a resolver los problemas económicos, energéticos, sociales y ambientales que enfrenta el país (BID, 2023).

1.4.7 Evaluación del sector petrolero: criterios técnicos, financieros y regulatorios

El sector petrolero ecuatoriano enfrenta actualmente serios problemas operativos y de planificación. En este contexto, una evaluación objetiva resulta fundamental para comprender el estado actual del sector y los impactos que han tenido las políticas energéticas implementadas en los últimos años, especialmente en lo relativo a la inversión y producción. Asimismo, constituye una herramienta para gestionar y tomar decisiones estratégicas que no solo respondan a los desafíos presentes, sino que también proyecten soluciones sostenibles a largo plazo.

Una evaluación objetiva se sustenta en principios como la imparcialidad y la verificabilidad. Su propósito es garantizar un análisis libre de sesgos y fundamentado en información comprobable. Bajo estos principios, toda evaluación debe estructurarse en torno a criterios definidos, que funcionan como ejes que orientan el proceso evaluativo. En el caso del sector petrolero ecuatoriano, la objetividad adquiere particular relevancia, por lo que su estudio requiere un enfoque integral. En este trabajo se consideran tres criterios fundamentales: el técnico, el financiero y el normativo (Hernández & Fernández, 2014).

Para evaluar estos criterios, se emplean indicadores. Estos constituyen expresiones específicas y observables que permiten medir o evidenciar con precisión una variable. Pueden ser de naturaleza cuantitativa o cualitativa, y son esenciales para comprender el estado del sector. Su uso permite minimizar la influencia de valoraciones personales, contribuyendo a que la evaluación sea meramente objetiva (Hernández & Fernández, 2014).

A continuación, se presentan los criterios considerados en la evaluación del sector petrolero — técnico, financiero y normativo— junto con sus respectivos indicadores:

1.4.7.1 Evaluación financiera de proyectos hidrocarburíferos

Desde una perspectiva financiera, la evaluación de proyectos en el sector hidrocarburífero se basa en herramientas cuantitativas, entre las que destacan los siguientes indicadores:

- **Valor Actual Neto (VAN):** Estima el valor del proyecto en el presente al traer a la actualidad los flujos de caja esperados usando una tasa de descuento específica. Con ello se aprecia su conveniencia económica en términos de dinero actual.
- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** Representa la rentabilidad porcentual del proyecto y se interpreta como la tasa de descuento que iguala el VAN a cero. Si la TIR supera el costo de capital, el proyecto se considera viable.
- **Período de Recuperación de la Inversión:** Mide el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja generados. Es útil para determinar la liquidez y el riesgo de un proyecto.

Estos indicadores permiten comparar alternativas de inversión y priorizar aquellas con mayor rentabilidad y menor riesgo, orientando así la toma de decisiones estratégicas en el sector (Gaibor, 2022).

1.4.7.2 Evaluación técnica de campos productores

La evaluación técnica, si bien no responde a un estándar único, puede organizarse en torno a indicadores técnicos. Estas variables o parámetros, ampliamente reconocidos por la industria, permiten evaluar aspectos operativos y de desempeño, entre los cuales se abordarán los siguientes:

- **Caracterización y estado del yacimiento:** Esta caracterización permite determinar la calidad del yacimiento, identificar zonas con potencial productivo y diseñar estrategias de desarrollo. En Ecuador, donde varios campos operados por el Estado superan los 30 años de explotación, esta información resulta crucial para planificar medidas de recuperación y optimización. Dicha caracterización se obtiene a través del análisis geológico, petrofísico y de presión del reservorio, utilizando herramientas como registros eléctricos (logging), pruebas de presión y análisis PVT (Almeida & Iza, 2025).

- **Métodos de recuperación secundaria:** La recuperación secundaria es la etapa de producción de hidrocarburos que se aplica cuando la energía natural del yacimiento ya no es suficiente para sostener una producción rentable. Consiste en la inyección de fluidos, principalmente agua o gas no miscible, para mantener la presión del reservorio y desplazar el petróleo móvil hacia los pozos productores, incrementando así el factor de recobro. Este método busca aprovechar el crudo que permanece atrapado tras la producción primaria mediante un mecanismo de empuje adicional. Evaluar su aplicación o ausencia resulta importante porque determina la prolongación de la vida productiva de un campo, retardando la depleción del reservorio (Azzolina, et al., 2015).
- **Métodos de recuperación mejorada (EOR):** La recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) es un conjunto de técnicas avanzadas aplicadas tras la producción primaria y secundaria, cuyo objetivo es incrementar de manera significativa el factor de recobro. Estas tecnologías modifican las propiedades del crudo o del medio poroso, lo que favorece la movilización del petróleo remanente que de otro modo permanecería atrapado. Entre los métodos más utilizados se encuentran la inyección de CO₂, la inyección de vapor y los procesos químicos basados en polímeros, surfactantes y agentes alcalinos. En el contexto ecuatoriano, la evaluación de su aplicación resulta fundamental, ya que la implementación de estas técnicas en yacimientos maduros puede optimizar la recuperación de hidrocarburos, mejorar la eficiencia de explotación y extender la vida productiva de los campos (Azzolina, et al., 2015).

1.4.7.3 Evaluación normativa

Finalmente, la dimensión normativa complementa el análisis técnico y financiero, ya que el marco legal y regulatorio condiciona de manera directa la operatividad del sector. La revisión de leyes, contratos y decisiones administrativas permite identificar restricciones, inseguridad jurídica y contradicciones que afectan la eficiencia operativa, la atracción de inversión y la planificación a largo plazo. Además, el análisis de casos específicos permite evaluar la coherencia entre el marco normativo vigente y los objetivos nacionales en materia de sostenibilidad, transición energética, incremento de la producción y atracción de inversión (Gaibor, 2022).

1.4.8 Criterios para el diseño de una estrategia energética coherente y sostenible en Ecuador

Una estrategia es un plan de acciones diseñado para la consecución de uno o varios objetivos. Para ser efectiva, debe ser clara, bien definida y situarse en un contexto preciso. Según Rumelt (2012, citado por Contreras, 2013), toda buena estrategia se fundamenta en tres elementos esenciales: el diagnóstico (¿Qué está pasando?); las políticas de orientación; y la implementación de acciones coherentes.

Ecuador, en el actual contexto de la transición energética, requiere una estrategia energética coherente que responda a nuestra realidad. Por tanto, es indispensable diseñar e implementar un plan energético bien estructurado y adaptado al contexto político, económico y ambiental del país. En términos generales, el diseño e implementación de una estrategia debe considerar los siguientes apartados:

1.4.8.1 Diagnóstico Integral del Sector Energético

La construcción de una buena estrategia debe comenzar con un diagnóstico inicial. En este estudio, como se ha mencionado, se abordan tres criterios de valoración fundamentales: el técnico, el financiero y el normativo. Estos permitirán comprender de manera precisa la situación actual del sector energético. Para ello, es indispensable analizar la matriz energética nacional, el desempeño técnico-operativo de Petroecuador en los principales bloques productivos, las barreras regulatorias existentes, así como la evolución de la inversión privada y la economía del país. Tal como señala Contreras Sierra (2013), “una estrategia viable implica el conocimiento pleno de la actividad del negocio”.

1.4.8.2 Definición de Objetivos Claros

Consiste en definir objetivos que respondan a la necesidad pública. En el caso ecuatoriano, una meta fundamental debe ser el aseguramiento de la sostenibilidad energética. Esto implica establecer metas claras para el desarrollo y diversificación de la matriz energética, así como promover la eficiencia operativa, el crecimiento económico y la protección ambiental (Contreras, 2013).

1.4.8.3 Formulación de Políticas de Orientación

Como parte de una buena estrategia, es fundamental la formulación de políticas de orientación. En este sentido, es indispensable considerar la formulación de políticas que brinden soluciones a largo plazo. Su aplicación se materializa a través de un "mix de instrumentos de política" que satisfagan los objetivos y proyecciones, los cuales pueden incluir proyectos, leyes, incentivos económicos, reformas institucionales o medidas fiscales (OLADE, 2021).

1.4.8.4 Coherencia entre Objetivos, Acciones e Instrumentos

La coherencia estratégica es esencial para la viabilidad de cualquier política pública. Debe existir una consistencia lógica entre los objetivos trazados, las acciones propuestas para alcanzarlos y los recursos disponibles. Contreras Sierra (2013) advierte que "si se cuenta con una buena estrategia, pero no se tiene con qué llevarla a cabo, se perdió el tiempo". Cuando dos políticas sean contrarias o exista un conflicto, debe considerarse la práctica que otorgue mayor beneficio, y sobre todo respondiendo a una pregunta clave: ¿Qué genera mayores beneficios para la sociedad? La respuesta debe obtenerse a través de un análisis técnico y objetivo.

Un ejemplo ilustrativo es el caso del bloque ITT. Su cierre responde a una política de conservación ambiental, implementada mediante consulta popular como mecanismo de participación ciudadana, con el objetivo de preservar un ecosistema de alta biodiversidad. En contraste, la puesta en producción del campo obedece a una política energética orientada a la modernización y competitividad del sector, impulsada por el Estado, que busca incrementar la producción petrolera y la recaudación fiscal, mediante la implementación de tecnología moderna con criterios de mínimo impacto. Este estudio analiza este caso emblemático, considerando su estado actual, sus ventajas y riesgos en el marco de la transición energética (BID, 2023) (OLADE, 2021).

1.4.8.5 Participación Interinstitucional y Ciudadana

Toda estrategia pública, especialmente en el sector energético, debe ser un proceso articulado. Esto incluye la coordinación entre el Estado y la ciudadanía. Para este efecto, es necesario un debate y una participación bien informada de la gente. En el caso ecuatoriano, la experiencia del ITT y la consulta popular demuestran la necesidad de mecanismos informados de participación (Contreras, 2013).

1.4.8.6 Evaluación y Capacidad de Ajuste

Finalmente, toda estrategia debe prever mecanismos de monitoreo, evaluación y retroalimentación. Se deben definir indicadores que permitan medir el cumplimiento de objetivos y establecer criterios para realizar ajustes cuando sea necesario. Una estrategia no es, ni debería ser, estrictamente lineal; la ejecución efectiva de la estrategia debe permitir a una organización transformarse rápidamente ante los cambios del entorno (Contreras, 2013).

Capítulo 2

2. METODOLOGÍA

2.1 Tipo de investigación y enfoque

La investigación realizada en este estudio fue de tipo básica–aplicada. Básica ya que buscó generar conocimiento teórico sobre que políticas públicas energéticas han impactado significativamente en diferentes sectores del país. Y práctico porque también se dirigió a resolver los problemas asociados a estos impactos desde un enfoque práctico y técnico. Primero, en la fase básica, se definieron los conceptos y las variables fundamentales del estudio —como las principales políticas energéticas, historial de producción petrolera, datos estadísticos oficiales, etc.— para establecer el contexto; luego, en la fase aplicada, se aplicó el conocimiento de técnicas de recuperación avanzada con el objetivo de resolver los problemas identificados. Se usó el diseño metodológico propuesto por Hernández & Fernández (2014) y se adoptó un enfoque mixto (cualitativo y cuantitativo) para abordar el estudio desde una visión integral.

2.2 Método replicado y referentes metodológicos

Se empleó un método basado en la revisión documental y el análisis de datos, replicando enfoques utilizados en estudios previos sobre el sector petrolero ecuatoriano. En particular, la estrategia metodológica siguió la pauta descrita por Tenecota et al. (2024), quienes combinan investigación documental con análisis de datos económicos para evaluar la política petrolera. Según Hernández y Fernández (2014), este tipo de método mixto permite abordar fenómenos multifactorial, al integrar evaluaciones cualitativas y cuantitativas en un solo de análisis.

2.3 Justificación del método elegido

El método seleccionado se justifica por el acercamiento multidisciplinario que requiere el problema investigado. Frente a alternativas puramente cualitativas o cuantitativas, este enfoque mixto proporciona una comprensión más completa: La revisión documental permitió contextualizar las decisiones de política energética, mientras que el análisis cuantitativo permitió evaluarlas mediante datos e indicadores, en función de los objetivos específicos. Otras metodologías (por ejemplo, estudios únicamente estadísticos, estudios de caso aislados o encuestas de percepción) habrían sido insuficientes para entender la intención y objetivo de la política. Esto asegura una sección metodológica con precisión técnica acorde a estándares académicos (Hernández & Fernández, 2014).

2.4 Unidad de análisis y fuentes de datos

Las unidades de análisis fueron las principales políticas energéticas, la producción petrolera y la economía del Ecuador durante el período de estudio. Para evaluarlas, se examinaron las políticas implementadas y sus efectos en la producción de crudo, los ingresos petroleros transferidos al PGE, el PIB y la sostenibilidad energética. La información se recopiló mediante la revisión de normativa oficial vigente (leyes, reglamentos y planes energéticos), artículos académicos y de prensa, informes económicos del Banco Central del Ecuador (BCE) y reportes de Petroecuador. Por ejemplo, de las bases del BCE se obtuvieron datos anuales de producción petrolera y precios

promedio del crudo; mientras que los informes de Petroecuador proporcionaron estadísticas de reservas y de producción.

2.5 Evaluación y análisis

En el componente cuantitativo, los indicadores técnicos y económicos (tasa de producción de petróleo, precios internacionales, contribución petrolera al PIB, indicadores fiscales, entre otros) se utilizaron como variables de medida para evaluar el impacto en la economía y en la producción petrolera. Estos indicadores se operacionalizaron a partir de datos oficiales (e.g. BCE y EP Petroecuador), aplicando cálculos de variación, análisis de tendencias temporales y comparaciones frente a metas o estándares esperados. El procesamiento y análisis de datos se realizó principalmente en Microsoft Excel.

Para la evaluación de los impactos de las políticas energéticas recientes, se efectuaron análisis financieros y técnicos sobre la información recopilada. En el impacto económico del cierre del Bloque-43ITT, se tomó como línea base el informe del BCE sobre impactos macroeconómicos y, posteriormente, se actualizó el análisis incorporando un escenario con optimización de la producción a través de técnicas de recuperación mejorada (EOR), estimando las pérdidas asociadas.

En la evaluación del impacto en la producción petrolera, se compilaron series históricas de producción de los últimos años para determinar los cambios observados y sus posibles causas, así como para comparar la evolución de la gestión pública y privada.

En la evaluación de los impactos en las finanzas públicas, se recopilaron datos históricos del Presupuesto General del Estado (PGE) de fuentes oficiales, se estableció su evolución y se determinó el porcentaje de participación de los ingresos petroleros en el PGE. Finalmente, se analizó la situación energética actual con datos oficiales sobre consumo y matriz energética, junto con la estrategia en curso para garantizar la sostenibilidad de los recursos energéticos para la población.

Capítulo 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En esta sección se presentan los resultados de la investigación. En la Tabla 2.1 se muestran las principales políticas energéticas identificadas e implementadas entre 2016 y 2024, las cuales han orientado el rumbo del país y definido la actuación del Estado en materia energética. Para cada política se describen los instrumentos de mayor impacto, identificados con un código de referencia para su consulta. El detalle ampliado de cada política y de sus instrumentos se presenta en el Anexo 1.

Tabla 3.1

Principales políticas energéticas identificadas y sus instrumentos

Código	Política	Código	Instrumentos
P1	Política de Conservación de la Biodiversidad	I1P1	Estrategia Nacional de Biodiversidad 2015–2030 (2016)
		I2P1	Programa Ecuador Carbono Cero (2021)
P2	Política de Democracia Ambiental	I1P2	Consulta Popular Yasuní (2018)
		I2P2	Consulta Popular Yasuní (2023)
P3	Política Económica y Fiscal del Sector Hidrocarburífero	I1P3	Subsidios de Combustibles (2015-2024)
		I2P3	Mecanismo fiscal-contractual de aporte petrolero al PGE (2015-2024)
		I1P4	Plan de Acción para el Sector de Hidrocarburos (2021)
P4	Política de Incremento de la Producción Petrolera	I2P4	Ronda Intracampos I y II (2018-2023)
		I3P4	Plan de Inversiones del Sector de Hidrocarburos de Ecuador (2025-2029)
P5	Política Regulatoria del Sector Hidrocarburífero	I1P5	Nuevos Reglamentos de Operaciones Hidrocarburíferas (2018-2021)
		I1P6	Instrumentos Normativos
P6	Política de Sostenibilidad y Diversificación Energética	I2P6	Instrumentos de Planificación Nacional
		I3P6	Acuerdo de París sobre Cambio Climático Y Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional

A continuación, se presentan el análisis de estas políticas, según su naturaleza, aplicando criterios técnicos, financieros y normativos de manera diferenciada, según corresponda. Finalmente, se evaluó los impactos de dichas políticas sobre la producción petrolera, la economía nacional y su grado de coherencia con los objetivos de una estrategia energética sostenible. La sección concluye con una serie de lineamientos estratégicos orientados a fortalecer la planificación sectorial, mejorar la articulación entre políticas públicas y promover una transición a una matriz más sostenible y diversificada.

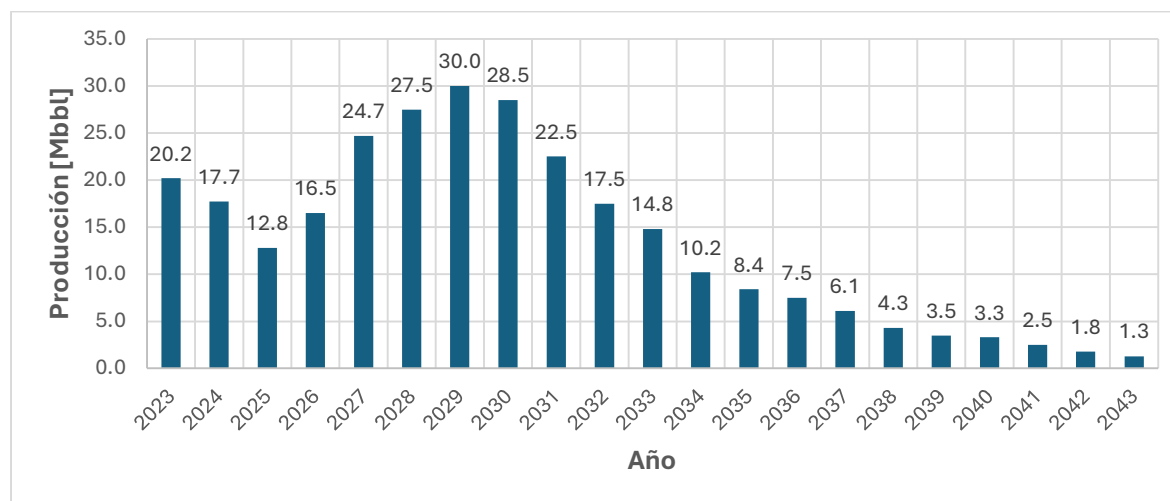
3.1 Análisis financiero del cierre del ITT (Política P1 y P2)

El cierre de operaciones en el ITT responde a la Política P1, orientada a la conservación de ecosistemas y biodiversidad del país —en especial en una zona de altísima complejidad biológica como el ITT—, y a la Política P2, que habilita la participación ciudadana mediante voto directo en la planificación y en las decisiones sobre la gestión de los recursos naturales y los proyectos con impacto ambiental.

Para estimar el impacto financiero del cierre y abandono del Bloque 43–ITT (I2P2), es indispensable determinar el rendimiento financiero esperado de su explotación. El informe que más se ha difundido es el del Banco Central del Ecuador, “*Estudio de los impactos macroeconómicos de mantener el crudo del Bloque 43–ITT indefinidamente en el subsuelo*”. Según este informe, y de acuerdo con información proporcionada por EP Petroecuador, la producción esperada para el período 2023–2043 ascendía a 281,8 millones de barriles. La Figura 3.1 muestra, para cada año, la producción esperada (BCE, 2023).

Figura 3.1

Proyección de la producción del Bloque 43-ITT estimada por el BCE.



Nota. Elaboración propia con datos de “*Estudio de los impactos macroeconómicos de mantener el crudo del Bloque 43–ITT indefinidamente en el subsuelo*” (BCE, 2023).

El BCE calculó las pérdidas por el rendimiento esperado de la producción del Bloque 43–ITT, considerando los siguientes supuestos: precio promedio de 62,6 USD/bbl y costo promedio de 15,65 USD/bbl. En este escenario, el BCE determinó que la pérdida por el rendimiento esperado del bloque ascendería a USD 12.039 millones para el período 2020–2043; sin embargo, a este

valor hay que sumar los demás costos de oportunidad (Tabla 2), por lo que la pérdida total, según el informe, alcanza los USD 14.709 millones (BCE, 2023).

Tabla 3.2

Costo de oportunidad total estimado por el cierre de operaciones del bloque 43.

Costo de oportunidad	Valor [Millones de USD]
Pérdidas por inversiones realizadas en el Bloque 43 desde 2016 a 2023	1.952
Inversión necesaria para abandonar el Bloque	467
Pérdida de empleo y compensación social	251
Rendimiento del Bloque 43	12.039
Costo de oportunidad total por el cierre	14.709

Nota. Elaboración propia con datos de “*Estudio de los impactos macroeconómicos de mantener el crudo del Bloque 43–ITT indefinidamente en el subsuelo*” (BCE, 2023).

El informe del Banco Central no especifica factores de recobro (FR) ni condiciones técnicas de operación; sin embargo, es importante conocer el criterio técnico que adopta en su análisis financiero. Por ello, se calculó el FR del informe del BCE con la información del POES (petróleo original en sitio) del bloque y la producción acumulada hasta 2022, año en que el BCE comienza la proyección.

De acuerdo con el *Informe sobre impactos del cierre y abandono del Bloque 43–ITT* del Gobierno del Ecuador, basado en la certificación de reservas de Ryder Scott Company al 31 de mayo de 2020, el POES del bloque asciende a 5.515 millones de barriles y las reservas 3P a 458,22 millones de barriles (CEVP, 2024).

Según EP Petroecuador, desde el inicio de operaciones en 2016 hasta 2022, la producción acumulada del Bloque 43 es de 125,46 millones de barriles. Al sumar la producción esperada 2023–2043 (281,80 millones de barriles) y considerando un POES de 5.515 millones de barriles (CEVP, 2024), se obtiene un factor de recobro esperado (FR₁) de 7,38 %, según el siguiente cálculo:

$$FR_1 = \frac{\text{Producción Acumulada}_{2016-2022} + \text{Producción Esperada}_{2023-2043}}{POES} \times 100\%$$

$$FR_1 = \frac{(125,46 \text{ millones bbls}) + (281,8 \text{ millones bbls})}{(5515 \text{ millones bbls})} \times 100\%$$

$$FR_1 = 7,38 \%$$

3.1.1 Determinación de las pérdidas por rendimiento del Bloque 43-ITT considerando EOR

De acuerdo con la literatura académica y la estadística de campos maduros; los factores de recobro de crudos livianos y medianos durante la recuperación primaria suelen alcanzar entre 20 % y 40 % (Muggeridge et al., 2014). Por otra parte, en campos con crudos pesados alrededor del mundo, la recuperación primaria alcanza únicamente factores de recobro de 8–10 % (Fassihi & Kovsky, 2015; Zhao, Wang & Gates, 2014).

En la producción de petróleo pesado, la inyección de agua en frío es limitada por la alta viscosidad y la desfavorable relación de movilidad; por ello, la producción mundial de crudos pesados se apoya mayormente en métodos térmicos (CSS, steamflood, SAGD, combustión in situ). La evidencia indica que más del 70 % de la producción mundial de crudos pesados proviene de procesos térmicos (Li, Wang, & Wu, 2017).

Un caso emblemático es el campo Duri (Indonesia) de crudo pesado (19° API); tras 15 años de inyección continua de vapor, alcanzó un factor de recobro cercano al 64 %. En general, los datos de campos alrededor del mundo sitúan el FR “típico” con EOR térmico para crudos pesados en torno a 35–40 %, aunque bajo condiciones favorables puede reportarse un recobro mayor al 60 % (Zhao, Wang, & Gates, 2014; California Energy Commission, 2020).

El informe del Banco Central no especifica factores de recobro ni condiciones técnicas de operación; además, actualmente no existen proyectos de EOR en el bloque. Por ello, se deduce que el $FR_1 = 7,38\%$ corresponde únicamente a recuperación primaria (Petroecuador, 2025).

Considerando que el Bloque 43–ITT cuenta con un crudo pesado de aproximadamente 14 °API (BCE, 2023; EP Petroecuador, 2023), el valor $FR_1 = 7,38\%$ es inferior a los rangos habituales reportados en la literatura. Por esta razón, en el análisis financiero de este estudio se consideró un factor de recobro mayor (FR_2), justificado por la implementación de EOR, de acuerdo con el siguiente cálculo:

$$FR_2 = \frac{\text{Producción Acumulada}_{2016-2022} + \text{Producción Esperada}_{2023-2043} + \text{Incremental}_{2023-2043}}{POES} \times 100\%$$

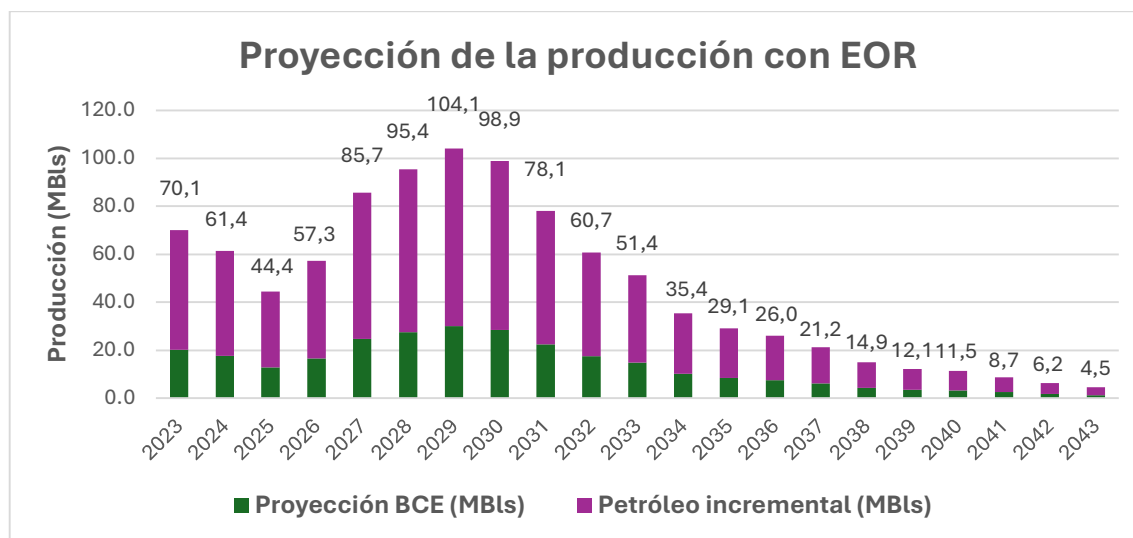
$$FR_2 = \frac{(125,46 \text{ millones bbls}) + (281,8 \text{ millones bbls}) + (695,5 \text{ millones bbls})}{(5515 \text{ millones bbls})} \times 100\%$$

$$FR_2 = 20\%$$

El valor $FR_2 = 20\%$ sigue siendo conservador en comparación con la estadística de campos similares. En este escenario propuesto, el incremento de producción ascendería a 695,5 millones de barriles. A continuación, en la Figura 3.2 se muestra el petróleo incremental con relación a la proyección del BCE para el período 2023–2043.

Figura 3.2.

Proyección de la producción considerando EOR.



En este estudio se actualiza el análisis financiero del BCE incorporando la recuperación mejorada (EOR) como criterio técnico. Bajo este nuevo escenario, se estimaron las pérdidas y se compararon con la línea base, adoptando la estimulación cíclica con vapor (CSS por sus siglas en inglés) como método de recuperación terciaria. Se eligió CSS por su amplia aplicación a nivel internacional para crudos pesados.

El componente más costoso del método CSS es la energía, puesto que se requiere generar vapor. Se utilizan distintas fuentes: combustibles, energía solar, calentadores eléctricos, entre otras. En estudios como Pérez-Romero et al. (2020) y Osma et al. (2019), así como en informes técnicos de Imperial Oil para Cold Lake (Alberta), los OPEX asociados al CSS se ubican entre 15 y 22 USD/bbl. Por su parte, los CAPEX dependen de la alternativa tecnológica; sin embargo, con tecnología convencional suelen situarse entre 8 y 12 USD/bbl (Pérez-Romero et al., 2020).

Para este análisis se adoptan como referencia un OPEX de 21 USD/bbl (con base en Osma et al., 2019, reportado para un campo de la cuenca del Magdalena Medio con crudo similar al del ITT, 12° API) y un CAPEX de 10 USD/bbl. La Tabla 3.3 presenta el análisis financiero considerando EOR y manteniendo el supuesto del BCE respecto al valor del dinero en el tiempo.

Tabla 3.3

Resumen financiero del cierre del Bloque 43 considerando EOR.

	2023	2024-2027	2028-2031	2032-2035	2036-2039	2040-2043	2023-2043
Producción BCE (millones de barriles)	20.2	71.7	108.5	50.9	21.4	9.0	281.7
Petróleo incremental (millones de barriles)	49.9	177.0	267.9	125.7	52.8	22.2	695.5
Producción total esperada (millones de barriles)	70.1	248.7	376.4	176.6	74.2	31.2	977.2
Precio crudo tipo Napo (USD)	63.5	58.1	60.6	66.5	71.2	77.3	397.2
A. Ingresos (millones de USD)	4,449.6	14,450.7	22,808.5	11,741.8	5,285.5	2,413.3	61,149.3
Deducciones por barril (USD)	4.8	4.6	4.7	5.0	5.1	5.4	29.6
B. Deducciones (millones de USD)	336.3	1,144.1	1,769.0	882.8	378.6	168.6	4,679.5
CAPEX – Inversiones BCE (millones de USD)	409.8	1,132.8	533.1	189.3	6.1	6.6	2,277.7
CAPEX – Inversiones EOR (millones de USD)	498.7	1,770.2	2,678.8	1,256.7	528.3	222.2	6,954.9
OPEX - Costos BCE (millones de USD)	106.8	421.6	739.4	402.2	197.9	96.6	1,964.5
OPEX - Costos EOR (millones de USD)	1,047.3	4,126.4	6,931.1	3,609.2	1,684.3	786.3	18,184.6
C. CAPEX y OPEX (millones de USD)	2,062.6	7,451.0	10,882.4	5,457.4	2,416.7	1,111.7	29,381.7
D. Rendimiento del Bloque 43-ITT (A - B - C)	2,050.6	5,855.6	10,157.1	5,401.5	2,490.2	1,133.0	27,088.1

En este escenario —esto es, con un FR2 del 20 % y optimización de la producción mediante CSS—, el beneficio económico asociado al rendimiento del Bloque 43–ITT para 2023–2043 asciende a USD 27.088,1 millones. Esta estimación supera en USD 15.049,1 millones la cifra publicada por el Banco Central del Ecuador.

Aunque se utilizaron valores aproximados para el cálculo, las pérdidas podrían aumentar aún más si se eleva el factor de recobro propuesto; por ello, es necesario determinar con mayor precisión los valores de CAPEX y OPEX, así como un factor de recobro técnicamente viable para las condiciones del Bloque 43–ITT, a fin de estimar con mayor exactitud su potencial real.

3.2 Análisis económico-fiscal de la Política Económica y Fiscal del Sector Hidrocarburífero (Política P3)

Desde el boom petrolero de 1972, los ingresos provenientes del petróleo han constituido una parte significativa de los ingresos del PGE y han marcado uno de los ejes principales de la política económica y fiscal del Estado. Cada año, tanto en la proforma del PGE como en la liquidación presupuestaria, este concepto aparece desagregado en su propio rubro. A continuación, en la Tabla 3.4 se presenta el PGE anual en el período 2015-2024 y la participación de los ingresos petroleros devengados, sin considerar el financiamiento (Ministerio de Economía y Finanzas, 2015–2024).

Tabla 3.4

Presupuesto General del Estado PGE y participación petrolera en los ingresos, periodo 2015-2024.

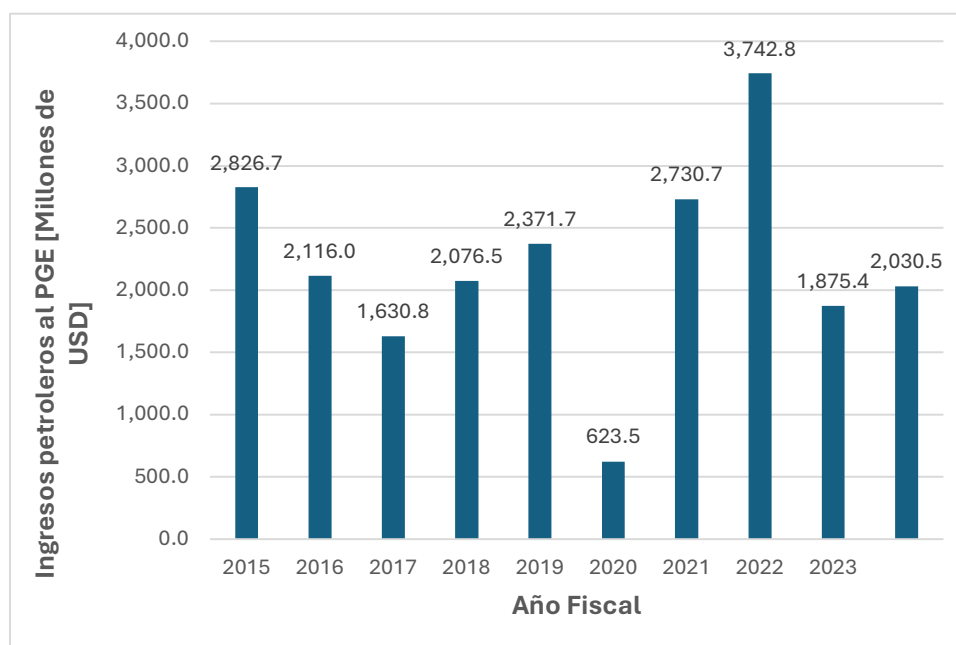
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
PGE [Millones USD]	37,100.2	34,334.0	34,144.9	33,367.1	34,780.3	29,826.3	31,421.2	34,843.3	25,511.3	35,476.9
Participación petrolera en PGE sin Financiamiento [%]	9.8	10.2	7.0	8.3	9.8	3.3	11.3	13.8	9.6	8.9

Nota. Elaboración propia con base en datos de los Informes de Ejecución Anual del Presupuesto General del Estado, período 2015–2024 (Ministerio de Economía y Finanzas).

En este período, la participación de los ingresos petroleros en el PGE sin financiamiento ha sido, en promedio, del 9,2%. Como es evidente, estos ingresos —provenientes de la actividad petrolera— dependen principalmente de la renta que EP Petroecuador transfiere a las cuentas públicas. A continuación, en la Figura 3.3 se presentan los ingresos correspondientes a cada año.

Figura 3.3

Ingresos petroleros al PGE en el periodo 2015-2024



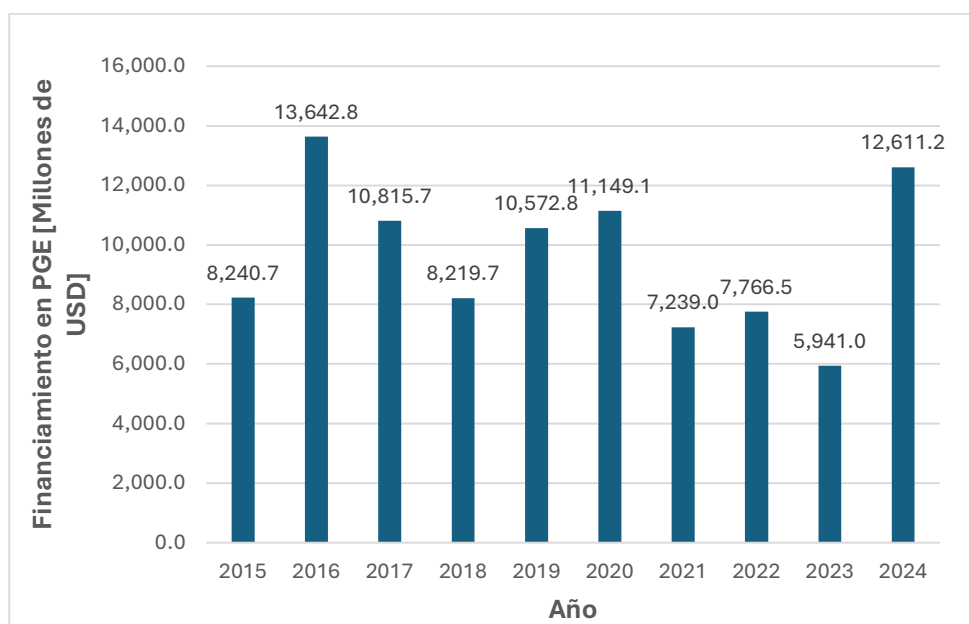
Nota. Elaboración propia con base en datos de los Informes de Ejecución Anual del Presupuesto General del Estado, período 2015–2024 (Ministerio de Economía y Finanzas).

Estos recursos resultan tan importantes para el Estado que, por ejemplo, en 2018 los ingresos petroleros equivalieron al 42 % del presupuesto destinado a educación y al 72 % del presupuesto de salud. Para 2022 representaron el 85 % y el 130 %, respectivamente. Estas cifras evidencian el estrecho vínculo del petróleo con las finanzas públicas y, a su vez, con el desarrollo de proyectos y la prestación de servicios del sector público (Ministerio de Economía y Finanzas, 2015–2024).

En los últimos años, el PGE ha experimentado un déficit fiscal. El Estado no ha tenido la capacidad de generar ingresos suficientes y se ha visto obligado a recurrir a diversas fuentes de financiamiento, lo que ha comprometido la sostenibilidad fiscal e incrementado el endeudamiento público. En la Figura 3.4 se muestran los ingresos que ha obtenido el Estado por concepto de financiamiento (Ministerio de Economía y Finanzas, 2015–2024).

Figura 3.4

Financiamiento en PGE en el periodo 2015-2024



Nota. Elaboración propia con base en datos de los Informes de Ejecución Anual del Presupuesto General del Estado, período 2015–2024 (Ministerio de Economía y Finanzas).

La necesidad de incrementar los ingresos petroleros ha llevado al gobierno a adoptar políticas orientadas a aumentar la producción. Si bien un incremento significativo de dichos ingresos no eliminaría por completo la necesidad de financiamiento, sí permitiría que el sector público se financie en mayor medida con recursos propios, lo que contribuiría a mejorar la salud fiscal.

La política fiscal del sector hidrocarburífero también ha incorporado subsidios (IIP3) que, como señala el Ministerio de Economía y Finanzas (2023b), “los subsidios a los combustibles constituyen un ingreso que deja de percibir el Estado”. Es decir, estos subsidios no se registran como un egreso más en el PGE, sino que se reflejan de forma indirecta en la cifra de ingresos petroleros.

Cuando los combustibles se venden a un precio inferior al real, la diferencia es asumida por EP Petroecuador; en consecuencia, la renta que la empresa transfiere al Estado es menor a la que habría existido en ausencia de subsidios. En otras palabras, si se eliminaran los subsidios, el efecto contable no se vería como una reducción de los egresos en el PGE, sino como un aumento de los ingresos fiscales a través de una mayor renta petrolera transferida por EP Petroecuador.

Según el Ministerio de Economía y Finanzas, en la Programación Fiscal 2022–2026, los subsidios a los combustibles en 2021 ascendieron a aproximadamente 2.214 millones de dólares (Ministerio de Economía y Finanzas, 2023b). Esto implica que, en ausencia de dichos subsidios, los ingresos petroleros en 2021 habrían alcanzado cerca de 4.944 millones de dólares (2.730 millones de dólares devengados + 2.214 millones de dólares correspondientes a ingresos no percibidos por subsidios). De acuerdo con el Banco Central del Ecuador, los ingresos no percibidos por subsidios a combustibles entre 2010 y 2023 suman 53.922 millones de dólares (BCE, 2024b).

Por esta razón, los ingresos petroleros del PGE se han visto reducidos, ya que dependen principalmente de dos factores: (i) los ingresos generados por la actividad petrolera —donde el precio internacional del barril y la cantidad de producción son los determinantes más significativos— y (ii) los ingresos no percibidos debido a la existencia de subsidios.

El principal componente de este subsidio recae en el diésel, que en el período 2010–2013 representó aproximadamente el 43 % del total. Esta medida, calificada por el propio gobierno como poco eficiente, genera además importantes problemas logísticos, pues no es posible focalizar su aplicación en la población de menores ingresos. El mayor consumo se concentra en grandes industrias, lo que favorece a los grandes consumidores, y al mismo tiempo constituye un negocio lucrativo para el contrabando, dado que los países vecinos comercializan los combustibles a precios más altos. Para 2024 se estima que las pérdidas por contrabando ascendieron a unos 120 millones de dólares (BCE, 2024b).

Por ello, se ha reforzado la idea de que estos recursos no percibidos podrían reorientarse y focalizarse en otros sectores, como salud, educación o incluso en el propio fortalecimiento del sector energético, a través del desarrollo de proyectos sostenibles y diversificados. Estos servicios presentan menores retos técnicos y administrativos para la focalización, lo que permitiría dirigir los subsidios de manera más eficiente hacia la población objetivo.

En términos generales, los subsidios a los combustibles (I1P3) buscan proteger el acceso a la energía y reducir el gasto de los hogares con recursos limitados. En Ecuador, los subsidios energéticos se instrumentan principalmente a través de subsidios a combustibles y a la electricidad. Sin embargo, estudios como los de Di Bella et al. (2015) muestran que, en el caso de la electricidad, los subsidios resultan más eficientes y permiten focalizar mejor los recursos mediante el uso de medidores, planillas eléctricas o bandas de consumo, a diferencia de las dificultades logísticas que implica subsidiar combustibles. Estos autores sugieren que es más adecuado fortalecer el sector eléctrico y destinar esos recursos a inversiones que mejoren la calidad del servicio, amplíen la cobertura y aumenten la capacidad instalada. Además, se trata de una alternativa que puede articularse con objetivos de sostenibilidad y protección del medio ambiente, a diferencia de los subsidios a combustibles fósiles, que incentivan su consumo y agravan los impactos ambientales (Di Bella et al., 2015).

La política fiscal de hidrocarburos debe reorientarse entonces hacia el aumento de los ingresos petroleros y el fortalecimiento de las cuentas públicas. En los últimos años se ha intentado eliminar por completo el subsidio a los combustibles como un mecanismo para incrementar los ingresos, además de impulsar el aumento de la producción. Este último aspecto se analiza con mayor detalle en la siguiente sección. En septiembre de 2025, el gobierno tomó la decisión de eliminar el subsidio al diésel.

3.3 Análisis técnico de la política de Incremento de la Producción Petrolera (Política P4)

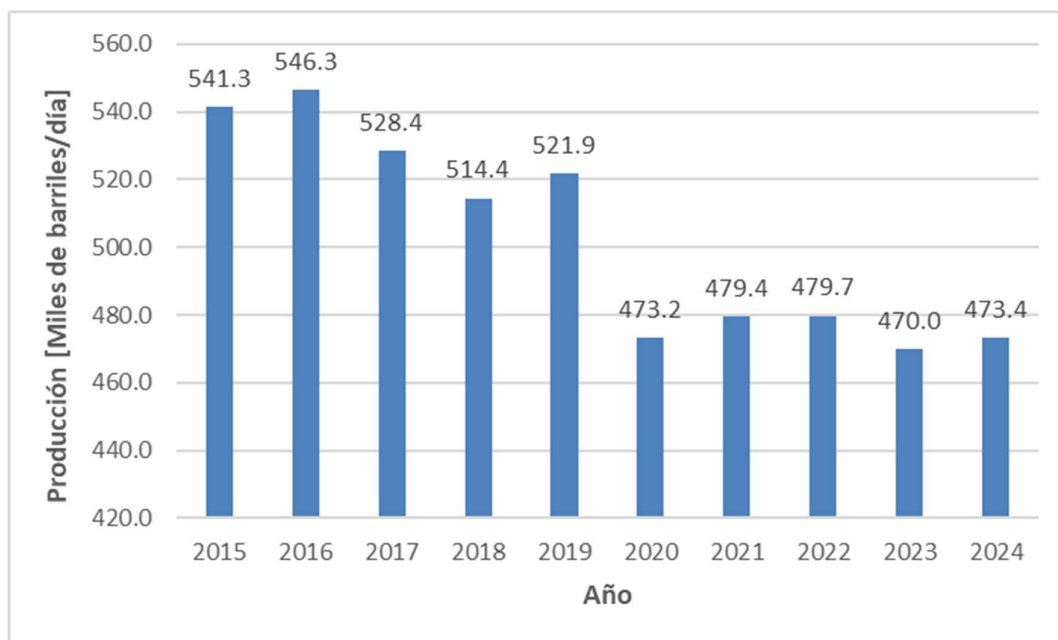
La necesidad de aumentar los ingresos petroleros que financian el presupuesto público ha llevado al Gobierno a implementar una política orientada a incrementar la producción de crudo, la cual se ha instrumentado a través de programas como:

- Plan de acción para el sector hidrocarburífero 2021 (I1P4)
- Ronda Intracampos I y II (2018-2023) (I2P4)
- Plan de Inversiones del Sector de Hidrocarburos de Ecuador (2025-2029) (I3P4)

Sin embargo, en los últimos años se ha evidenciado una caída sostenida en la producción. A continuación, en la Figura 3.5 se muestra la producción diaria correspondiente al periodo 2015-2024.

Figura 3.5

Producción petrolera diaria promedio en el periodo 2015-2024.



Nota. Elaboración propia con base en datos de los Informes de Ejecución Anual del Presupuesto General del Estado, período 2015–2024 (Ministerio de Economía y Finanzas).

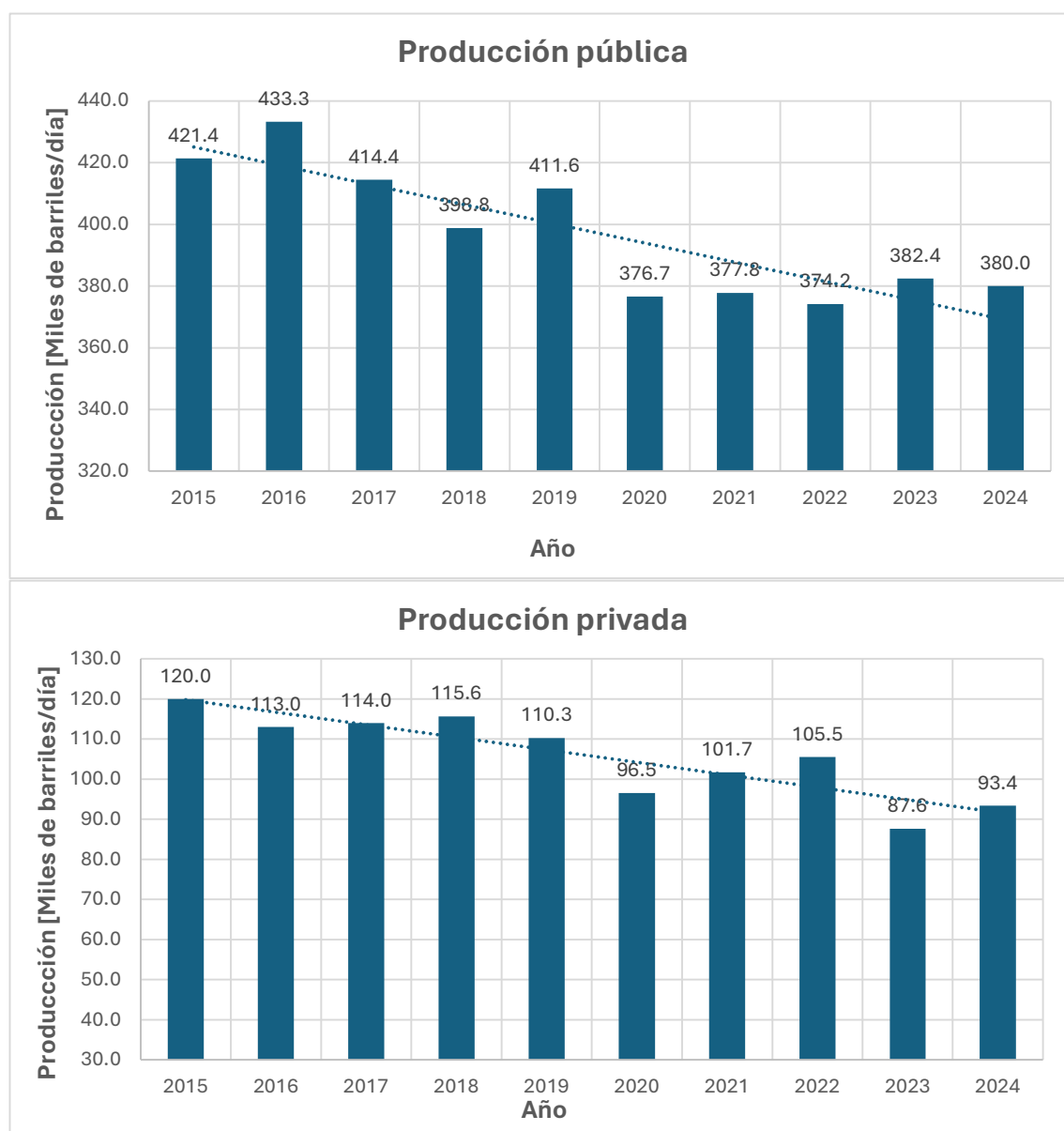
Entre 2015 y 2024, la producción nacional pasa de 541,3 kbpd a 473,4 kbpd, lo que implica una reducción de 67,9 kbpd (12,5 %). Este comportamiento evidencia que la política de aumento de la producción petrolera no ha cumplido la meta propuesta, ya que no revierte la tendencia

descendente registrada en el periodo (Figura 3.6). La caída se explica principalmente por el desempeño del sector público, que en estos años ha aportado en promedio el 79 % de la producción total (Ministerio de Economía y Finanzas, 2015–2024).

La reducción alcanza tanto al sector público como al privado. En el sector público, la producción pasa de 421,4 kbpd a 380,0 kbpd, es decir, 41,4 kbpd menos, lo que representa una caída de 9,8 %. En el sector privado, la producción disminuye de 120,0 kbpd a 93,4 kbpd, con una reducción de 26,6 kbpd, equivalente a una contracción de 22,2 %, como se muestra en la Figura 3.6 (Ministerio de Economía y Finanzas, 2015–2024).

Figura 3.6

Producción petrolera del sector privado y público.



Nota. Elaboración propia con base en datos de los Informes de Ejecución Anual del Presupuesto General del Estado, período 2015–2024 (Ministerio de Economía y Finanzas).

La caída de la producción se ve agravada por el cierre progresivo de operaciones en el bloque 43 ITT, cuya producción pasó de 55,05 kbpd a inicios de 2024 a 44,8 kbpd en febrero de 2025 esta diferencia se explica por el cierre de 10 pozos en 2024. Además, según la planificación de EP Petroecuador, se prevé cerrar 48 pozos adicionales en 2025 y concluir el cierre total del bloque en 2029 (El Oriente, 2025).

Ante esta realidad, en los últimos años el gobierno ecuatoriano ha impulsado diversos proyectos de recuperación secundaria. El Plan General de Negocios, Expansión e Inversión de EP Petroecuador 2023 señala que se continuará con proyectos piloto de recuperación secundaria mediante inyección de agua en los campos Atacapi, Libertador, Sacha, Shushufindi, Edén Yuturi, Auca, Auca Sur, Chonta Sur, Cononaco–Rumiyacu, Culebra, Yulebra, Paka Sur, Coca Payamino y Bermejo Norte (EP Petroecuador, 2023). Estudios técnicos sobre la Cuenca Oriente muestran, además, que Petroamazonas EP y EP Petroecuador han desarrollado al menos 22 proyectos de inyección de agua en campos como Shushufindi–Aguarico, Atacapi y Tigüino, lo que consolida la recuperación secundaria como una práctica efectiva en el país (Vásquez Guerrero & Yacelga Terán, 2021).

Por otra parte, en materia de EOR se han anunciado planes de inyección de polímeros en los campos Culebra y Yulebra del Activo Auca (bloque 61), con el objetivo de incrementar el factor de recobro de crudo (EP Petroecuador, 2025) (El Universo, 2025). Sin embargo, estas iniciativas no se han consolidado como proyectos masivos ni alcanzan el nivel observado en otros países considerados exitosos. Por ejemplo, en la plataforma noruega del Mar del Norte se reporta un factor de recobro promedio cercano al 46 %, con casos que alcanzan el 76 % (Pham & Halland, 2017), mientras que en Estados Unidos se han desarrollado más de cien proyectos industriales de CO₂-EOR, liderando el número de proyectos y el volumen de producción asociados a esta tecnología (Azzolina, et al., 2015). En comparación, Ecuador no ha intensificado este tipo de desarrollos y se mantiene rezagado, por lo que el potencial de expansión de la recuperación secundaria y mejorada sigue siendo considerable, especialmente en campos maduros.

Por esta razón, la política de aumento de la producción petrolera debería enfocar sus esfuerzos en optimizar las condiciones de producción mediante la implementación de planes y proyectos de recuperación secundaria y mejorada, como eje principal de dicha política. Esto resulta especialmente relevante si se considera que, bajo la presión de sectores ambientalistas, es cada vez más difícil intervenir nuevas áreas en la Amazonía. La premisa es sencilla: aumentar la producción sin perforar más pozos, objetivo que estas tecnologías permiten alcanzar.

3.4 Análisis normativo de la Política Regulatoria del Sector Hidrocarburífero (Política P5)

En Ecuador, la política regulatoria del sector hidrocarburífero se encuentra fuertemente condicionada por la Constitución, que establece los principios básicos para la gestión de los recursos naturales no renovables. El artículo 408 dispone que: “Son de propiedad inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado los recursos naturales no renovables y, en general, los productos del subsuelo...” (CRE, 2008).

A su vez, el artículo 313 señala que: “El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos...”. En consecuencia, la gestión de los recursos hidrocarburíferos corresponde, en principio, de manera casi exclusiva al Estado ecuatoriano, a

diferencia de otros países en los que el sector privado tiene una presencia protagónica en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos (CRE, 2008).

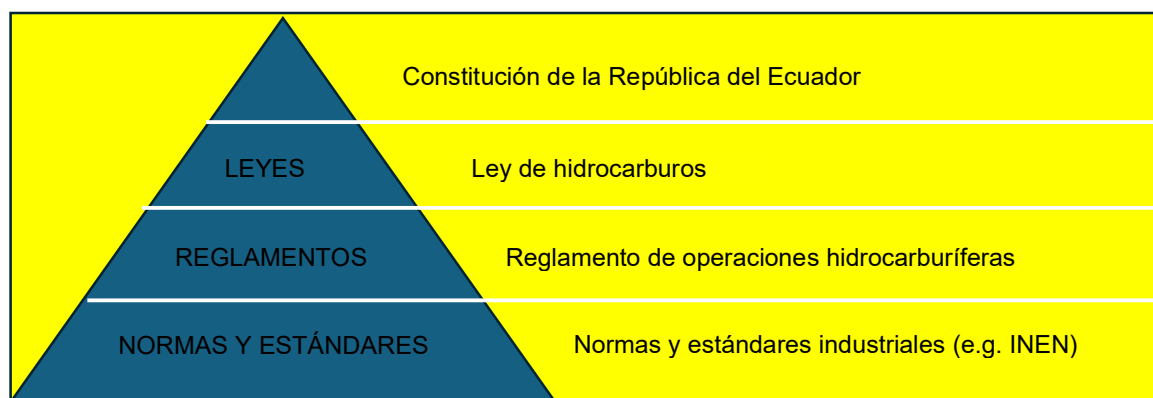
El principal “candado” constitucional a la inversión privada en el sector petrolero es el artículo 316 de la Constitución que, si bien introduce una ventana de flexibilización, permite únicamente de manera excepcional que la gestión de los sectores estratégicos —entre ellos, los hidrocarburos— pueda ser delegada a la iniciativa privada “en los casos que establezca la ley”, según:

Art. 316. “...El Estado podrá, de forma excepcional, delegar a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria, el ejercicio de estas actividades, en los casos que establezca la ley...” (CRE, 2008).

Esto implica que cualquier apertura al sector privado debe canalizarse a través de normas con rango de ley y en estricta sujeción al marco constitucional. La política regulatoria del sector hidrocarburífero se limita, por tanto, a desarrollar y aplicar instrumentos normativos subordinados a la Constitución; en consecuencia, toda ley, reglamento o acto normativo que integre dicha política debe respetar el mandato constitucional. En la Figura 3.7 se presenta la pirámide de Kelsen, que sintetiza la jerarquía normativa vigente en el ordenamiento ecuatoriano y permite ubicar los principales cuerpos legales que rigen la actividad petrolera (Constitución, leyes orgánicas y ordinarias, reglamentos, acuerdos y normas técnicas) (Cóndor et al., 2019).

Figura 3.7

Jerarquía normativa vigente del sector petrolero en el ordenamiento ecuatoriano.



Nota. Elaboración propia con base en Cóndor et al., (2019).

Por esta razón, las políticas de regulación del sector hidrocarburífero en el período 2015–2024 se han instrumentado principalmente a través de reformas normativas, sobre todo a la Ley de Hidrocarburos. La última reforma relevante fue la introducida en 2021 mediante la Ley Orgánica para el Desarrollo Económico y Sostenibilidad Fiscal tras la pandemia de la COVID-19, que, entre otros objetivos, buscaba ampliar las posibilidades de delegación excepcional de las actividades de exploración y explotación al sector privado, así como flexibilizar ciertas condiciones contractuales. Sin embargo, varios de estos cambios fueron impugnados mediante acciones públicas de inconstitucionalidad y la Corte Constitucional declaró la inconstitucionalidad de las disposiciones que excedían el marco permitido, al considerar que vulneraban, entre otros aspectos, el principio de unidad de materia de la ley (Corte Constitucional del Ecuador, 2022).

Este intento de incrementar la participación del sector privado respondía a la lógica de atraer mayor inversión y, con ello, aumentar la producción nacional de petróleo. No obstante, el diseño constitucional actual funciona, en la práctica, como un “candado” que limita el margen de maniobra para profundizar dicha apertura. En consecuencia, las “reglas de juego” fundamentales se han mantenido, y los esfuerzos recientes por ampliar la participación privada se han tenido que realizar dentro de ese marco, como se evidencia en las rondas Intracampos I y II, que operan bajo las modalidades contractuales y restricciones establecidas por la Constitución y la Ley de Hidrocarburos.

Otro instrumento clave para operacionalizar la política de regulación del sector hidrocarburífero ha sido el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas (ROH) (IIP5). La actualización de 2018 fortaleció las exigencias técnicas relacionadas con la caracterización de los yacimientos: amplió el alcance del análisis PVT, precisó las especificaciones y la frecuencia de las muestras requeridas para cada campo y vinculó de forma más estrecha la información geológica y de ingeniería con los planes de desarrollo. Asimismo, incorporó por primera vez un procedimiento expreso para reclasificar o convertir pozos productores en inyectores, con el fin de regular las operaciones de recuperación secundaria y mejorada, estableciendo requisitos técnicos y documentales mínimos para su implementación (Cóndor et al., 2019).

La actualización de 2021 del ROH, por su parte, tuvo un carácter predominantemente procedimental. Introdujo ajustes en plazos y trámites administrativos, precisó competencias de las diferentes entidades y reforzó la necesidad de que los proyectos de recuperación secundaria y mejorada se integren formalmente en los planes de desarrollo y producción de cada campo. De este modo, se buscó alinear la gestión operativa de los proyectos EOR con una planificación más rigurosa y con una supervisión técnica y administrativa más detallada, sin alterar el marco constitucional ni las bases legales de la gestión estatal de los hidrocarburos (ARCERNNR, 2021).

Si bien en las sucesivas actualizaciones del ROH se ha incorporado un número creciente de definiciones de conceptos técnicos —en los anexos de definiciones del propio ROH—, hasta la última reforma no se han precisado conceptos clave para las actividades de explotación, en particular en materia de recuperación secundaria y mejorada. Entre los términos que siguen sin una definición expresa se encuentran:

- Crudo pesado
- Petróleo incremental
- Campo maduro

La ausencia de definiciones reglamentarias claras sobre estos conceptos genera ambigüedades relevantes al momento de diseñar, evaluar y materializar proyectos de explotación, especialmente aquellos basados en técnicas de recuperación secundaria y terciaria. Por ejemplo, en la Sección 3.1.1 “Determinación de las pérdidas por rendimiento del Bloque 43-ITT considerando EOR”, la evaluación técnico-financiera hace referencia constante a la producción de crudo pesado y al potencial de petróleo incremental a través de métodos de recuperación mejorada, pero sin que el ordenamiento jurídico proporcione parámetros normativos claros para determinar qué se entiende por “crudo pesado”, cómo se cuantifica el “petróleo incremental” o bajo qué criterios un yacimiento debe considerarse “campo maduro”. Esta falta de definiciones genera incertidumbre jurídica y técnica.

En la práctica, esta incertidumbre regulatoria no solo dificulta la implementación de proyectos de EOR, sino que también amplía la discrecionalidad de la administración al momento de aprobar o rechazar planes de desarrollo que involucren recuperación secundaria y mejorada.

Estas condiciones normativas propias del país evidencian la necesidad de corregir los vacíos existentes y superar el “candado” constitucional que limita la participación privada. En consecuencia, se requiere desarrollar instrumentos normativos que incentiven la productividad y definan, sin ambigüedades, las condiciones técnicas aplicables a las actividades de explotación y a los proyectos de recuperación secundaria y mejorada.

Por ejemplo, en países como Brasil existen leyes y reglamentos específicos que incentivan la recuperación secundaria y la recuperación mejorada (EOR), orientados a que el sector privado aumente la productividad de los campos maduros mediante beneficios y condiciones contractuales más atractivas. Un caso ilustrativo es la Resolución ANP n.º 749 (Resolução ANP n.º 749, en portugués), del año 2018, que tiene como objetivo específico promover la inversión en proyectos de EOR y recuperación secundaria, fomentando el aumento de la producción en campos maduros mediante la reducción de las regalías que deben entregarse al Estado. Según su artículo 1:

“Art. 1. La presente Resolución tiene por objeto reglamentar el procedimiento para conceder, a petición del operador y siempre que se compruebe el beneficio económico para las entidades federadas, la reducción de regalías hasta el cinco por ciento (5 %) sobre la producción incremental de campos maduros” (ANP, 2018).

Nota. En esta norma, se utilizan nuevamente términos que no están definidos en la regulación ecuatoriana, como “campos maduros” o “producción incremental”.

En el caso ecuatoriano, el desarrollo de una ley y de reglamentos específicos en esta materia permitiría reducir estos vacíos y alinear incentivos para incrementar la productividad del sector a través de proyectos de recuperación secundaria y EOR, considerando el “candado” constitucional, pero aprovechando al máximo la delegación excepcional al sector privado prevista en la Constitución, ampliando de manera ordenada y clara dicha participación privada excepcional.

3.5 Análisis técnico-energético de la Política de Sostenibilidad y Diversificación Energética

En Ecuador, la Política de Sostenibilidad y Diversificación Energética tiene como objetivo impulsar la transición hacia fuentes de energía más sostenibles, promover la inversión en el sector energético y fortalecer la seguridad del suministro frente a la crisis energética actual. En el marco de esta política se han aprobado diversos instrumentos normativos (IIP6), como la Ley Orgánica de Eficiencia Energética y la Ley Orgánica de Competitividad Energética, entre otros (Anexo 1), que buscan reorientar los objetivos del sector hacia metas más compatibles con la protección ambiental.

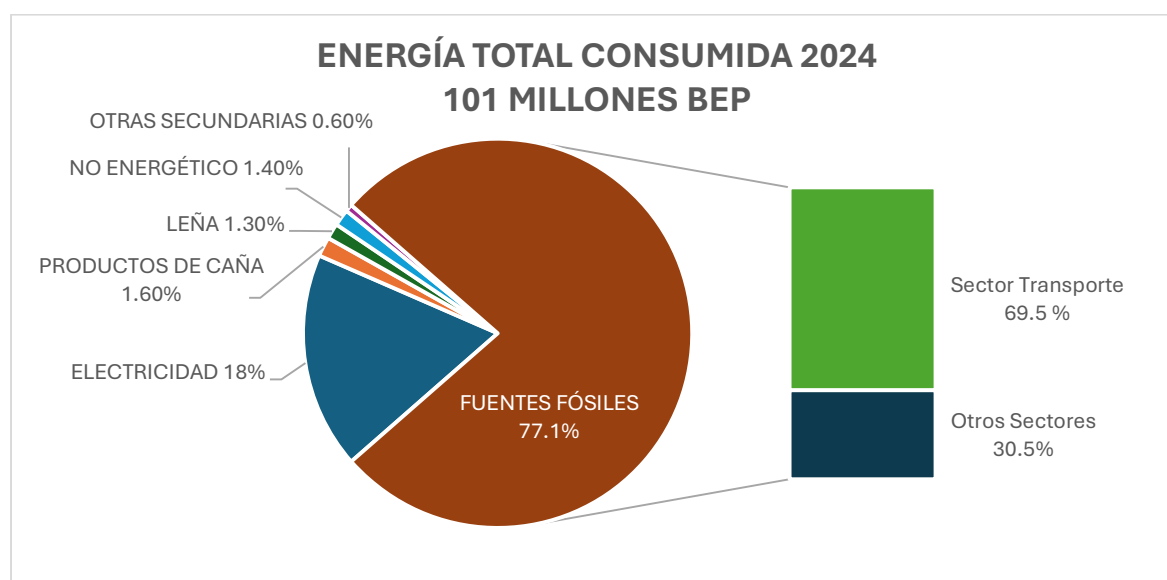
Junto con estos cuerpos normativos, existen instrumentos de planificación nacional, como el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016–2035 y la Agenda Nacional de Energía 2016–2040, entre otros (I2P6)(Anexo 1), que persiguen reducir la fuerte dependencia del país de los combustibles fósiles y avanzar hacia una matriz energética más limpia y baja en carbono. Un ejemplo emblemático es el Plan de Transición Energética para las Islas Galápagos (2023–2050) (I2P6), que

propone una matriz energética diversificada y sostenible en un ecosistema especialmente sensible como el del archipiélago.

Esta política y sus instrumentos se han formulado a lo largo de la última década; sin embargo, no han alcanzado la meta propuesta. Según datos del Balance Energético 2024, la matriz energética del Ecuador continúa compuesta mayoritariamente por fuentes fósiles (77,1 %), lo que evidencia una profunda dependencia de los combustibles. De esta energía de origen fósil, el sector transporte es el principal consumidor, ya que demanda el 60,5 % de toda la energía fósil que se consume en el país (Figura 3.8) (Ministerio de Energía y Minas, 2025).

Figura 3.8

Matriz energética: composición del consumo de energía por tipo de fuente, 2024.



Nota. Elaboración propia con base en datos del Balance Energético 2024 (Ministerio de Energía y Minas, 2025).

Lo anterior demuestra que el petróleo no solo tiene relevancia económica, como se explicó en secciones anteriores, sino que también constituye una base significativa de la matriz energética y del consumo nacional a través de sus derivados. Esta dependencia se refleja en las recurrentes tensiones y movilizaciones sociales que han impedido una reducción de los subsidios a los combustibles, dado que estos se encuentran estrechamente vinculados a gran parte de las actividades productivas, especialmente al sector transporte.

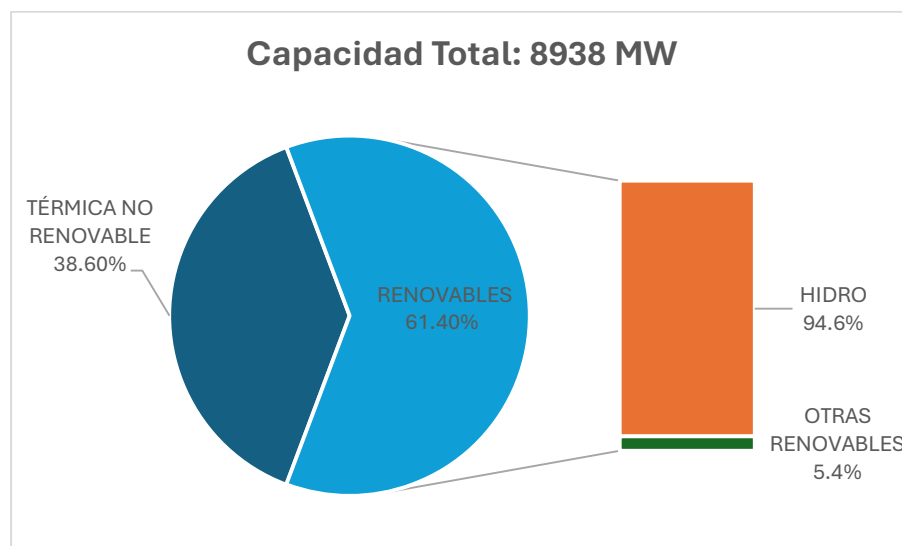
Otro componente relevante de la matriz energética ecuatoriana es el sector eléctrico. De acuerdo con el Balance Energético 2024, la electricidad representa alrededor del 18 % de la energía total consumida en el país. No obstante, este sector atraviesa una crisis asociada a condiciones climáticas adversas. La actual crisis energética comienza en el último trimestre de 2023, con racionamientos en el suministro eléctrico, y se agudiza en septiembre de 2024 con apagones generalizados. Ello obedece, principalmente, a la reducción de la producción hidroeléctrica en los principales sistemas de generación (Paute Molino, Sopladora y Mazar), que en conjunto aportan cerca de 1 750 MW de los 9 714 MW de capacidad total instalada a 2024 (Ministerio de Energía y Minas, 2025).

Para 2023, la capacidad eléctrica instalada total fue de 8 938 MW; de esta, aproximadamente el 38,6 % correspondía a generación térmica y el 61,4 % a fuentes renovables. Dentro de la capacidad renovable, el 94,6 % se concentraba en centrales hidroeléctricas y el 5,4 % en plantas basadas en otras fuentes de energías renovables (Figura 3.9).

Para 2024, ante la insuficiencia de la oferta eléctrica, la capacidad total instalada aumentó a 9 714 MW; este crecimiento se explica principalmente por la incorporación de los Grupos Electrógénos de Emergencia (GEE), con una potencia total de 404,5 MW. La estructura de la capacidad instalada pasó a registrar un mayor peso de la generación térmica, con 36,7 % de generación térmica, 4,2 % de GEE y 59,1 % de fuentes renovables; dentro de estas últimas, el 94,4 % corresponde a centrales hidroeléctricas y el 5,6 % a plantas basadas en otras fuentes de energías renovables (Figura 3.10).

Figura 3.9

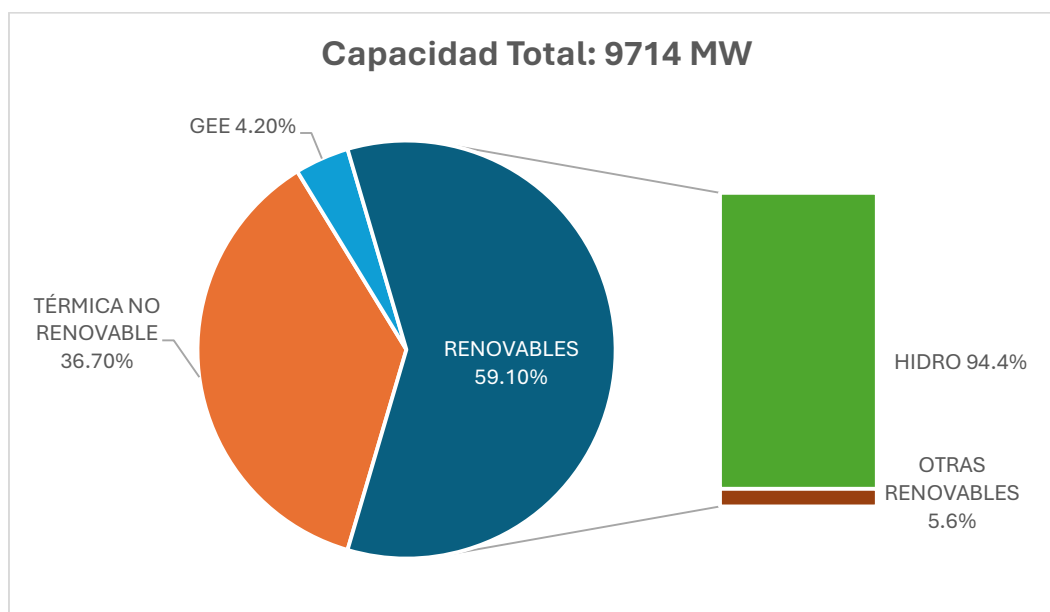
Potencia instalada por tipo de fuente de generación eléctrica, 2023.



Nota. Elaboración propia con base en datos Balance Energético Nacional 2023, por Ministerio de Energía y Minas (2024).

Figura 3.10

Potencia instalada por tipo de fuente de generación eléctrica, 2024.



Nota. Elaboración propia con base en datos Balance Energético Nacional 2024, por Ministerio de Energía y Minas (2025).

La elevada dependencia de la generación hidroeléctrica conlleva una vulnerabilidad estructural, ya que cuando disminuyen los caudales de los ríos que alimentan estos sistemas —en la época seca se reducen las lluvias— la generación hidroeléctrica disminuye significativamente su producción, al depender principalmente de la variabilidad climática.

El incremento de la potencia instalada mediante GEE —que generan electricidad a través de motores de combustión interna— constituye una respuesta de corto plazo que no se alinea con los objetivos de la Política de Sostenibilidad y Diversificación Energética, pues profundiza la dependencia de fuentes fósiles para la generación eléctrica. Si bien su principal ventaja es que no dependen de un factor exógeno como la lluvia y permiten una oferta más predecible, refuerzan el uso de combustibles fósiles.

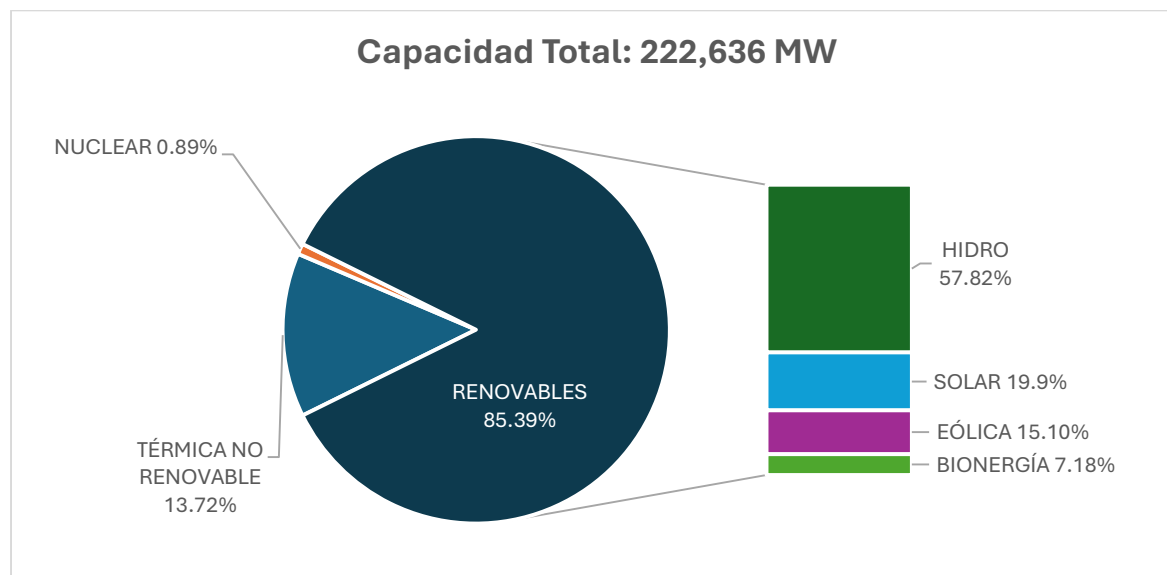
Si se entiende la sostenibilidad como el “principio de satisfacer las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer las suyas”, las condiciones actuales no garantizan la satisfacción de la demanda energética en el presente ni tampoco lo harán en el mediano y largo plazo. La persistente dependencia de la energía fósil agrava esta situación en una realidad nacional que apunta al incremento de la demanda y en un contexto internacional en el que otros países se preparan para un futuro en el que el petróleo perderá relevancia, y por ello procuran asegurar su suministro energético a partir de fuentes sostenibles, como la energía eólica, solar, geotérmica o nuclear (Ministerio de Energía y Minas, 2025) (Nibedita & Irfan, 2024).

La participación de otras fuentes renovables distintas de la hidroeléctrica en la matriz energética (5.6 % del total de renovables) es, por tanto, reducida en comparación con otros países cuya matriz energética es más diversificada y, por ende, más sólida. Tal es el caso de Brasil, que cuenta con una generación eléctrica con mayor participación de energías renovables (85,39%) y una amplia

diversificación entre estas fuentes; la generación hidroeléctrica aporta el 57,82 % del total renovable, como se observa en la Figura 3.11 (OLADE, 2024).

Figura 3.11

Potencia instalada por tipo de fuente de generación eléctrica, Brasil 2024.



Nota. Elaboración propia con base en datos del Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2024 (OLADE, 2024).

Como señalan Nibedita e Irfan (2024), la sostenibilidad energética debería apuntar, principalmente, a dos condiciones: la incorporación de energías renovables y la diversificación de la matriz (transición y diversificación). Este enfoque permite, especialmente, que economías emergentes como la ecuatoriana alcancen sus objetivos de seguridad energética y de descarbonización. Para desarrollar estos proyectos de energía renovable y diversificar la matriz en distintas fuentes se requiere una inversión significativa y, al tratarse de un sector estratégico en el caso de Ecuador, es el Estado quien desempeña un papel fundamental en dicha inversión (Nibedita & Irfan, 2024).

3.6 Estrategia de planificación del sector energético

La actual situación energética del país exige una estrategia clara y sostenible, siendo la meta avanzar hacia una matriz energética más renovable y diversificada. Para diseñar esta estrategia, que permita cumplir la Política de Sostenibilidad y Diversificación Energética, se necesita la participación tanto del sector público como del privado. En el sector público, es necesario mejorar la capacidad fiscal y, por ello, aprovechar el apoyo del sector petrolero y de los ingresos que este genera para financiar la inversión necesaria en materia energética. El Estado mantiene una fuerte dependencia fiscal de estos recursos, por lo que resulta realista, al menos en el corto y mediano plazo, integrarlos como pilar de la transición energética.

3.6.1 Estrategia para el sector petrolero

El sector petrolero tiene una relevancia central en la construcción de un futuro sostenible, en la medida en que puede aportar los recursos necesarios para transformar el sistema energético. Para avanzar en la transición, se requiere desarrollar proyectos de energía renovable —como eólica, solar, undimotriz o geotérmica— que sean técnica y económicamente viables y se acoplen a las condiciones del Ecuador.

Estos proyectos resultan fundamentales para la transición y la diversificación. El Estado, como principal ejecutor, requiere recursos económicos; por tanto, es necesario ampliar la capacidad fiscal. Si bien el Estado cuenta con diversas fuentes de ingresos —tributarios, mineros, financiamiento, entre otros—, para esta estrategia se tomarán en cuenta únicamente los ingresos petroleros. El problema es que el sector público petrolero (a través de EP Petroecuador) prácticamente no ha aumentado la producción, y una estrategia razonable para corregirlo es la implementación de programas de EOR y recuperación secundaria.

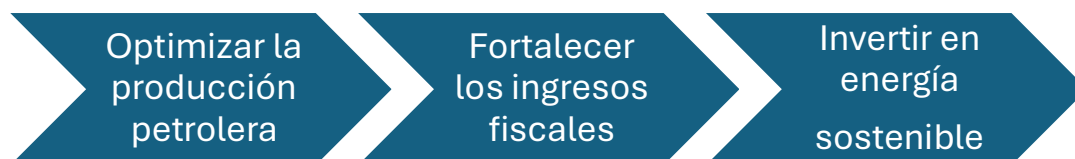
El apoyo del sector privado también resulta necesario; sin embargo, se ve relegado por las condiciones de regulación y por la Constitución, que funciona como el principal “candado” para la inversión privada. En este escenario, una estrategia coherente sería incluir la propuesta de instrumentos normativos —en particular, promover proyectos de ley para la optimización de la producción— que permitan la delegación excepcional al sector privado en aquellos casos en los que se fomente la optimización productiva, siguiendo experiencias comparables de otros países.

La optimización productiva permitiría aumentar la producción petrolera del sector público y privado y, a su vez, enfrentar la corriente ambientalista que se opone a una intervención mayor en áreas de la Amazonía. La implementación de recuperación secundaria y de EOR permitiría, por tanto, aumentar la productividad sin perforar más pozos, en campos existentes, y destinar una parte de los ingresos adicionales a la inversión pública en energías renovables.

Con recursos adicionales, parte de la estrategia es que el Estado invierta en los proyectos que se necesitan para la sostenibilidad del sector energético. De este modo, el petróleo se convierte en un puente financiero para acelerar la transición hacia una matriz energética más limpia y resiliente. La estrategia propuesta se describe en la Figura 3.12

Figura 3.12

Estrategia propuesta para el sector petrolero como puente de transición hacia energías sostenibles.



3.6.2 Estrategia para el sector eléctrico

En un mundo donde cada vez se desarrolla más tecnología que no requiere combustibles fósiles —lo que se evidencia, por ejemplo, en el avance de la movilidad eléctrica en varios países—, Ecuador aún muestra rezagos. Un ejemplo claro es el sector transporte que, según el Balance Energético de 2024, apenas registra un 0,1 % de consumo de energía eléctrica.

Esta estrategia propone la transición de la actual matriz fósil hacia fuentes renovables; por tanto, es necesario migrar a sistemas electrificados y, en consecuencia, fortalecer el sector eléctrico nacional. Para ello, se requiere la participación tanto del sector público como del privado. Sin embargo, el sector eléctrico, al igual que el petróleo, forma parte de los sectores estratégicos que solo pueden ser delegados al sector privado de manera excepcional.

En otros países, en el sector eléctrico el Estado no es el único protagonista. Al igual que otros servicios públicos, la energía eléctrica se organiza bajo esquemas en los que el sector privado asume un rol central, especialmente cuando se opta por la liberalización del sector eléctrico; es decir, cuando se permite que las empresas privadas compitan libremente en el mercado de estos servicios —muy distinto de la privatización, cuyo objetivo es transferir la propiedad de los activos estatales al sector privado— (Albuja, 2024).

Por ejemplo, en Colombia es el Estado quien regula las actividades del sector, fijando tarifas suficientes y accesibles, mientras que las empresas privadas invierten y se encargan de la generación y distribución del suministro eléctrico. Este modelo facilita la atracción de inversión privada (Albuja, 2024). La idea es simple, tal como lo señala Albuja (2024):

“Tanto libre mercado como sea posible y tanto Estado como sea necesario”,

Es decir, este esquema supone la existencia de un mercado regulado por el Estado y, en el caso ecuatoriano, podría aplicarse sujeto al marco constitucional y legal vigente.

En el caso ecuatoriano, los instrumentos normativos más recientes vinculados a la política de sostenibilidad y diversificación energética buscan ampliar y flexibilizar estas formas de delegación excepcional, con el fin de ofrecer una salida a la crisis energética que atraviesa el país, especialmente frente a las restricciones en el suministro eléctrico durante la temporada seca, que limitan la generación hidroeléctrica. Existen ya leyes que permiten esta delegación (IIP6), en un intento de introducir ciertos elementos de liberalización en el sector energético para que la empresa privada ejecute programas de generación eléctrica y contribuya a mitigar la crisis energética actual. De este modo, se cubre parte de la generación de energía que el Estado no ha podido asegurar.

3.6.3 Diseño, monitoreo y evaluación de la estrategia

Toda estrategia debe prever mecanismos de monitoreo, evaluación y retroalimentación. Para su desarrollo, la estrategia propuesta para la sostenibilidad del sector energético (petrolero y eléctrico) debe evaluarse con criterios objetivos; indicadores técnicos como la capacidad instalada, la participación de cada fuente en la matriz energética y la evolución de la producción deben ser centrales para decidir ajustes y correcciones cuando resulte necesario. Solo así la política de sostenibilidad y diversificación energética podrá ser consistente, adaptable y eficaz en el tiempo.

En este marco, es importante diseñar instrumentos de política que se adecúen a la realidad del país, tomando en cuenta la estrecha relación del petróleo con la matriz energética y con la economía

nacional, así como su relevancia para un futuro sostenible, considerándolo un eje necesario para la transición y la diversificación. Además, dadas las condiciones legales vigentes y las exigencias ambientales de la sociedad, resulta indudable que, para aumentar la producción, será necesario recurrir a proyectos de recuperación secundaria y mejorada (EOR), ponderando todos los factores e intereses sociales posibles a fin de alcanzar el mejor resultado.

3.6.4 Principios estratégicos propuestos para la planificación del sector energético

Con la información de este análisis integral se proponen los siguientes principios estratégicos, que constituyen reglas de orientación en la planificación estratégica y en el diseño de políticas para el desarrollo sostenible del sector energético en Ecuador, de acuerdo con las realidades del país y los resultados obtenidos en este estudio. Estos principios se presentan a continuación:

1. Uso del petróleo como puente financiero para la transición energética y el fortalecimiento de las finanzas públicas.
2. Prioridad a la optimización de la producción en campos existentes mediante recuperación secundaria y mejorada (EOR).
3. Complementariedad entre gestión pública y participación privada mediante liberalización regulada, delegación excepcional y seguridad jurídica.
4. Fortalecimiento y clarificación del marco regulatorio para las actividades de optimización de la producción y los proyectos de recuperación secundaria y EOR.
5. Equilibrio fiscal y reorientación gradual de los subsidios a combustibles hacia inversiones energéticas sostenibles.
6. Transición y diversificación de la matriz energética mediante una mayor participación de fuentes renovables que reduzcan la dependencia de los combustibles fósiles.
7. Evaluación continua y ajuste de las políticas energéticas con base en indicadores técnicos, económicos y sociales.

Capítulo 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

En el período analizado (2015–2024) se identificaron seis políticas energéticas con mayor impacto en la producción petrolera y en la economía del país, así como sus principales instrumentos, organizados en seis ejes: Política de conservación de la biodiversidad (P1), Política de democracia ambiental (P2), Política económica y fiscal del sector hidrocarburífero (P3), Política de incremento de la producción petrolera (P4), Política regulatoria del sector hidrocarburífero (P5) y Política de sostenibilidad y diversificación energética (P6).

El análisis financiero demostró que el informe principal presentado por el Banco Central del Ecuador, “Estudio de los impactos macroeconómicos de mantener el crudo del Bloque 43–ITT indefinidamente en el subsuelo”, no incorpora con precisión las consideraciones técnicas de operación. En el escenario base, las pérdidas asociadas al costo de oportunidad del cierre del Bloque 43–ITT ascienden a 14.809 millones de USD. En el escenario propuesto en este estudio, que incorpora recuperación mejorada (EOR) y un factor de recobro del 20 %, dichas pérdidas se elevan a 27.088,1 millones de USD.

En el análisis económico-fiscal de la Política económica y fiscal del sector hidrocarburífero (P3) se determinó que, en el período 2015–2024, la participación de los ingresos petroleros en el PGE sin financiamiento ha sido, en promedio, del 9,2 %. Los ingresos petroleros alcanzaron, en 2018, el equivalente al 42 % del presupuesto destinado a educación y al 72 % del presupuesto de salud; para 2022 representaron aproximadamente el 85 % y el 130 %, respectivamente, lo que evidencia su relevancia fiscal.

En el análisis técnico de la Política de incremento de la producción petrolera (P4) se observó que, entre 2015 y 2024, la producción nacional pasa de 541,3 kbpd a 473,4 kbpd, lo que implica una reducción de 67,9 kbpd (12,5 %). Esto evidencia que la política no ha cumplido la meta propuesta y no ha revertido la tendencia descendente registrada en el período. La mayor parte de la caída corresponde al sector público, cuya producción pasa de 421,4 kbpd a 380,0 kbpd, es decir, 41,4 kbpd menos (una reducción del 9,8 %).

En el análisis técnico-energético de la Política de sostenibilidad y diversificación energética (P6) se determinó que no se ha alcanzado la meta propuesta. Entre 2015 y 2024 se han implementado diversos instrumentos de política; sin embargo, en este período se ha incrementado la dependencia a la energía fósil. En 2024, la matriz energética muestra que en Ecuador se consumió aproximadamente un 77,1 % de energía de origen fósil y, entre 2023 y 2024, se incrementó la generación térmica con la incorporación de grupos electrógenos de emergencia (GEE).

En el análisis técnico-energético se determinó que, bajo las condiciones de 2024, la generación eléctrica depende en un 38,6 % de generación térmica y en un 61,4 % de fuentes renovables; dentro de estas últimas, la participación corresponde casi en su totalidad a la hidroelectricidad, que representa el 94,6 % del total de las renovables. Esta alta dependencia de la hidroelectricidad limita la oferta en ausencia de lluvias. Bajo estas condiciones, el sistema no logra cubrir adecuadamente la demanda presente y, con el aumento proyectado de la demanda, tampoco podrá hacerlo en el mediano y largo plazo, por lo que actualmente no se cumplen las condiciones de sostenibilidad ni la meta trazada por la Política de sostenibilidad y diversificación energética (P6).

En el análisis normativo de la Política regulatoria del sector hidrocarburífero (P5) se identificaron vacíos en el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas (ROH). Se determinó que no existe un marco normativo específico para la optimización de la producción a través de recuperación secundaria y mejorada, ni un cuerpo normativo que incentive de forma clara la producción incremental en campos maduros, a diferencia de lo que ocurre en otros países.

Se propusieron siete principios estratégicos que constituyen reglas de orientación para la planificación estratégica y el diseño de políticas para el desarrollo sostenible del sector energético en Ecuador, en coherencia con las condiciones actuales del país y con los resultados obtenidos en este estudio.

4.2 Recomendaciones

Se recomienda que, para estudios posteriores sobre el cierre del Bloque 43-ITT, se evalúe con mayor precisión el factor de recobro final, incluyendo escenarios de recuperación secundaria y mejorada, a fin de determinar con mayor exactitud las pérdidas asociadas al costo de oportunidad vinculado a su cierre; es decir, considerar no solo criterios financieros, sino también criterios técnicos.

Actualmente, los métodos de recuperación secundaria y EOR no se han implementado de forma masiva en el país, por lo que se recomienda incorporarlos como uno de los ejes principales de la política de aumento de la producción, especialmente por su adaptabilidad a las exigencias ambientales actuales, dado que permiten optimizar campos existentes sin una mayor intervención en nuevas áreas de la Amazonía.

La participación privada se sujeta a la delegación excepcional prevista en la Constitución, de modo que solo puede complementar la gestión del sector público en la optimización de la producción nacional mediante dicha figura. Por ello, se considera necesario realizar más estudios que analicen la viabilidad de implementar una ley específica que regule de forma expresa la delegación excepcional e incorpore mecanismos e incentivos claros para la participación privada. La ausencia de un marco normativo definido y de suficiente seguridad jurídica dificulta que la inversión privada contribuya de manera efectiva a mejorar la producción y la eficiencia del sector.

Finalmente, los principios formulados en este estudio sintetizan los resultados del análisis técnico, económico, normativo y de sostenibilidad; por tanto, se recomienda tomarlos en cuenta al momento de diseñar la política energética y las estrategias del sector, con el fin de reorientar la transición hacia una matriz energética más renovable y diversificada.

BIBLIOGRAFÍA

- Albuja, F. (2024). *Servicios públicos en Ecuador: Tensiones entre estatismo y liberalismo*. Quito Ecuador: Tesis doctoral, Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Ecuador, Área de Derecho.
- Almeida, C., & Iza, H. (2025). *DESARROLLO DE LOS PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL ECUADOR: ESTADO ACTUAL, LECCIONES APRENDIDAS Y OPORTUNIDADES FUTURAS*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (2018). *Resolução ANP n° 749/2018, de 11 de outubro de 2018*. Brasília, Brasil.
- ARCERNNR, Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (2021). *Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas (Resolución Nro. ARCERNNR-024/2021)*. Quito: Registro Oficial, Sexto Suplemento N.º 514, 12 de agosto de 2021.
- Azzolina, N. A., Nakles, D. V., Gorecki, C. D., Peck, W. D., Ayash, S. C., Melzer, L. S., & al., e. (2015). *CO₂ storage associated with CO₂ enhanced oil recovery: A statistical analysis of historical operations*. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.03.037>: International Journal of Greenhouse Gas Control, 37, 384–397.
- BCE. (2022). *Banco Central del Ecuador*. Obtenido de Análisis del Sector Petrolero: <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP202204.pdf>
- BCE. (2023). *Banco Central del Ecuador. Apuntes de Economía N.º 74: Estudio de los impactos macroeconómicos de mantener el crudo del Bloque 43–ITT indefinidamente en el subsuelo*. Quito: Banco Central del Ecuador.
- BCE. (2024). *Banco Central del Ecuador. Subsidios a los combustibles y sus efectos fiscales 2010–2023*. Quito: Boletín oficial.
- BID. (2023). *Banco Interamericano de Desarrollo*. Obtenido de Impacto económico de la transición energética en Ecuador: <https://publications.iadb.org/es/impacto-economico-de-la-transicion-energetica-en-ecuador>
- Blanco, G., & Oxilia Dávalos, V. (2016). *Política energética: Guía práctica*. Quito: Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).
- Corte Constitucional (2022). *Sentencia No. 110-21-IN/22*. Quito: Inconstitucionalidad parcial de la Ley Orgánica para el Desarrollo Económico y la Sostenibilidad Fiscal tras la Pandemia COVID-19.
- CEVP. (2024). *Comité de Ejecución de la Voluntad Popular Yasuní–ITT CEVP Yasuní–ITT Informe sobre impactos, puntos de atención y acciones ejecutadas respecto al cumplimiento de la consulta popular para el cierre anticipado de operaciones y abandono del Bloque 43 ITT*. Quito - Ecuador
- Cóndor, J., Romo, J., Lucero, F., & Miranda, J. (2019). *Vacíos técnicos en el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas*. Quito: Petróleo al día; Boletín Estadístico del Sector de Hidrocarburos, 16, 9–25.
- Contreras, J. (2013). *El concepto de estrategia como fundamento de la planeación estratégica*. Revista Científica General José María Córdova.
- CRE. (2008). *Constitución de la República del Ecuador*. Quito: Registro Oficial 449, 20 de octubre de 2008.
- Di Bella, G., Norton, L., Ntamatungiro, J., Ogawa, S., Samake, I., & Santoro, M. (2015). *Energy subsidies in Latin America and the Caribbean: Stocktaking and policy challenges*. (IMF Working Paper No. 15/30): International Monetary Fund.
- El Oriente (2025). *ITT: Ecuador pierde \$ 19 millones mensuales por cierre de pozos*. *El Oriente*.
- EP Petroecuador (2023). *Plan General de Negocios, Expansión e Inversión de EP Petroecuador 2023*. *EP Petroecuador*.

- El Universo (2025). *on inyección de polímeros se busca incrementar hasta el 10 % el factor de recobro de crudo en campo Auca*. Universo. <https://www.eluniverso.com/noticias/economia/campo-auca-plan-piloto-inyeccion-polimeros-recuperacion-mejorada-crudo-petroecuador-ecuador-2025-nota/>.
- EIA. (2023). *Energy Information Administration. Petroleum products explained*. Obtenido de U.S. Energy Information Administration: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61583&utm_source=chatgpt.com
- Erisman, J. W., Sutton, M. A., Galloway, J., Klimont, Z., & Winiwarter, W. (2008). How a century of ammonia synthesis changed the world. *Nature Geoscience*, 636–639. Obtenido de Nature Geoscience: <https://doi.org/10.1038/ngeo325>
- Fassihi, M. R., & Kovscek, A. R. (2015). *Low-Energy Processes for Unconventional Oil Recovery*. Beverly, MA: Scrivener Publishing.
- Fouquet, R. (2016). Historical Energy Transitions: Speed, Prices and System Transformation. *Energy Research & Social Science*.
- Franco Corzo, J. (2013). *Diseño de políticas públicas*. México: IEXE Editorial.
- Gaibor, A. (2022). *Evaluación financiera de las inversiones en estudios de subsuelo y su importancia en un proceso de reversión de una operación petrolera*. Quito: Universidad Andina Simón Bolívar.
- Hernández, R., & Fernández, C. (2014). *Metodología de la Investigación*. México D.F.: McGraw-Hill Interamericana.
- Li, H., Wang, Q., & Wu, Y. (2017). *nsights into heat transport for thermal oil recovery*. Journal of Petroleum Science and Engineering.
- Ministerio de Economía y Finanzas (2015–2024). *Informes del Presupuesto General del Estado (serie 2015–2024)*. Quito, Ecuador.
- Ministerio de Economía y Finanzas (2022). *Programación Fiscal 2022–2026*. Recuperado de: <https://www.finanzas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/06/Informe-programacion-2022-2026.pdf>: Subsecretaría de Política Fiscal. Ministerio de Economía y Finanzas.
- Ministerio de Economía y Finanzas (2023). *Subsidios. Proforma Presupuesto General del Estado 2023 (Anexo 3)*. Recuperado de: https://www.finanzas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/10/Anexo-3_Subsidios-2023.pdf: Ministerio de Economía y Finanzas.
- Ministerio de Energía y Minas. (2025). *Balance Energético Nacional 2024 (BEN 2024)*. Quito: Recuperado de https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2025/09/BEN_24_compressed-comprimido-1.pdf.
- Ministerio de Economía y Finanzas del Ecuador. (2024). *Informe de ejecución presupuestaria anual y IV trimestre 2024*. Quito: Ministerio de Economía y Finanzas.
- Ministerio de Energía y Minas del Ecuador. (2022). *Ministerio de Energía y Minas del Ecuador*. Obtenido de Políticas públicas para fomentar la eficiencia energética en el Ecuador: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/ministerio-de-energia-y-minas-expidio-politicas-publicas-para-fomentar-la-eficiencia-energetica-en-el-ecuador-2/>
- Ministerio de Energía y Minas del Ecuador. (2023). *Balance Energético Nacional 2023*. Quito: Ministerio de Energía y Minas.
- Muggeridge, A., Cockin, A., Webb, K., Frampton, H., Collins, I., Moulds, T., & Salino, P. (2014). *Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits*. London: Philosophical Transactions of the Royal Society A.
- Nibedita, B., & Irfan, M. (2024). *Energy mix diversification in emerging economies: An econometric analysis of determinants*. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114043>: Renewable and Sustainable Energy Reviews.

- OLADE (2021). Organización Latinoamericana de Energía. *Guía práctica de diseño de políticas públicas para el sector eléctrico*. OLADE. https://www.olade.org/wp-content/uploads/2021/06/GUIA_GuiaPracticaOlade_06_24junio.pdf.
- OLADE (2024). Organización Latinoamericana de Energía. *Panorama energético de América Latina y el Caribe 2024*. Quito, Ecuador.
- Osma, L., García, L., Pérez, R., Barbosa, C., Botett, J., Sandoval, J., & Manrique, E. (2019). *Benefit–Cost and Energy Efficiency Index to Support the Screening of Hybrid Cyclic Steam Stimulation Methods*. Bucaramanga : Energies, 12(24), 4631. <https://doi.org/10.3390/en12244631>.
- Pérez-Romero, García-Duarte, Osma-Marín, Barbosa-Goldstein, García-Rodríguez, Botett-Cervantes, . . . Manrique-Ventura. (2020). *Downhole heating and hybrid cyclic steam methods: Evaluating technologies from the laboratory to the field*. <https://doi.org/10.29047/01225383.257>: Ciencia, Tecnología y Futuro.
- EP Petroecuador (2025). EP Petroecuador analiza nuevas tecnologías para la recuperación mejorada de crudo. *Boletín oficial*, pág. <https://www.eppetroecuador.ec/?p=26180>.
- EP Petroecuador (2025b). *EP Petroecuador y Shaya Ecuador S.A. iniciaron el primer piloto de recuperación mejorada de petróleo en los campos Culebra y Yulebra del Activo Auca, con la inyección de polímeros*. [Publicación en LinkedIn]. LinkedIn. https://www.linkedin.com/posts/petroecuador_ep-petroecuador-y-shaya-ecuador-sa-iniciaron-activity-7344363327629737985-Fsfz.
- NorskPetroleum (2025). *Statfjord – Field*. Obtenido de <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/statfjord/>
- Pham, V., & Halland, E. (2017). *Perspective of CO₂ for storage and enhanced oil recovery (EOR) in Norwegian North Sea*. Energy Procedia, 114, 7042–7046.
- Roca, J. (2009). Tributación directa en Ecuador. Evasión, equidad y desafíos de diseño . *Division de Desarrollo Económico*.
- Smil, V. (2001). *Enriching the Earth: Fritz Haber, Carl Bosch, and the transformation of world food production*. The MIT Press.
- Smil, V. (2019). *Energía y civilización: Una historia*. Barcelona: Editorial Crítica.
- Vásquez Guerrero, A. M., & Yacelga Terán, A. P. (2021). Estimación de costos por barril de petróleo incremental en proyectos de inyección de agua (convencional y de baja salinidad) en la Cuenca Oriente ecuatoriana [Trabajo de titulación, Universidad Central del Ecuador]. *Repositorio UCE*. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/24874>.
- Vásquez, G. (2017). Origen del petróleo e historia. *Instituto de Geofísica UNAM*.
- Zhao, D. W., Wang, J., & Gates, I. D. (2014). *Thermal recovery strategies for thin heavy oil reservoirs*. Fuel, 117, 431–441.

Anexos

A1. IDENTIFICACIÓN DE LAS POLÍTICAS ENERGÉTICAS MÁS RELEVANTES DE LOS ÚLTIMOS 9 AÑOS

A1.1 Política de Conservación de la Biodiversidad - P1

Actualmente, la política de conservación de la biodiversidad se integra progresivamente en el marco de una política energética moderna y sostenible, alineada con los objetivos de transición energética definidos para esta generación.

En esta sección se presentan los instrumentos de la política de conservación de la biodiversidad que más han influido en el sector petrolero y energético en la última década, al incorporar la protección de la naturaleza y la preservación de la flora y fauna como criterios fundamentales. Estos instrumentos han influido de forma directa en las decisiones relacionadas con la explotación de hidrocarburos, pues establecen límites a la explotación y al uso de combustibles fósiles, priorizando la conservación sobre la producción.

A continuación, se presentan dichos instrumentos en orden cronológico. También se incluye información sobre su incorporación e impacto en el sector petrolero.

A1.1.1 Estrategia Nacional de Biodiversidad 2015–2030 (2016) - IIP1

Este documento constituye un instrumento de la política de conservación de la biodiversidad en Ecuador, desarrollado por el Ministerio del Ambiente en coordinación con la Cooperación Alemana GIZ, Conservación Internacional Ecuador y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Publicado en 2016, su relevancia radica en que establece la planificación nacional para la conservación de la biodiversidad hasta el año 2030.

Entre sus aspectos más destacados, el plan enfatiza una mayor participación del Estado y un incremento de la inversión destinada a programas de conservación. Su eje central es la protección ambiental y define las acciones necesarias para alcanzar este objetivo. También, aborda la gestión de los recursos naturales no renovables como tema estratégico. En este sentido, reconoce la estrecha relación entre la economía y el petróleo, al identificar el modelo económico ecuatoriano como extractivista. Señala, además, que, dada la dependencia de la exportación de materias primas, la transición hacia una economía con mayor valor agregado requiere una administración responsable y sostenible de dichos recursos, enmarcada en los principios de conservación ambiental.

El plan establece como resultado esperado que Ecuador reduzca en al menos un 15 % la tasa de pérdida de los hábitats terrestres con respecto a la línea base de 2014. Para alcanzar este objetivo, se identifican diversos desafíos, entre ellos la dependencia de la bonanza petrolera: los avances en conservación ambiental observados en la última década han estado estrechamente vinculados a los altos ingresos fiscales derivados del precio del crudo. Según el plan, esta relación demuestra que, cuando existen mayores recursos provenientes del petróleo, el Estado puede destinar más fondos

a la conservación; sin embargo, una reducción en dichos ingresos podría limitar la inversión ambiental y reactivar procesos de deforestación y pérdida de biodiversidad.

Otro enfoque clave del plan subraya la necesidad de reducir la dependencia de los combustibles fósiles e impulsar el desarrollo de fuentes de energía renovable como parte de una transición energética responsable. En este marco, se establecen lineamientos específicos para la gestión del sector energético, destacando de manera expresa la importancia de:

“Promover la eficiencia y una mayor participación de energías renovables sostenibles como medida de prevención de la contaminación ambiental.”

Este planteamiento evidencia el vínculo entre la conservación de la biodiversidad y el diseño de políticas energéticas sostenibles, destacando la implementación de fuentes limpias como medida preventiva frente a la contaminación y como componente fundamental para mitigar los impactos ambientales derivados de la energía fósil.

A1.1.2 Programa Ecuador Carbono Cero (2021) - I2P1

En 2021, el Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Ecológica expidió el Acuerdo Ministerial MAAE-2021-018, mediante el cual se creó el Programa Ecuador Carbono Cero (PECC). Esta iniciativa constituye uno de los esfuerzos más recientes del Estado en el marco de su política de conservación ambiental y transición energética, orientada a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar los impactos en ecosistemas sensibles.

El programa establece tres niveles progresivos de cumplimiento:

- Distintivo Iniciativa Verde – Cuantificación de la huella de carbono (Nivel 1).
- Certificación Punto Verde – Reducción de carbono (Nivel 2).
- Certificación Punto Verde – Carbono neutralidad (Nivel 3).

A través de estos niveles, el PECC impulsa la reducción de la huella de carbono mediante incentivos tributarios, contractuales y de competitividad, al tiempo que fomenta la adopción de energías limpias y la disminución del uso de combustibles fósiles. En articulación con la Estrategia Nacional de Biodiversidad, esta política apunta a una reestructuración de la matriz energética y a la protección del medio ambiente. El propio Acuerdo Ministerial establece como finalidad:

“Reducir y neutralizar el carbono, disminuir la deforestación y degradación y generar servicios ambientales mediante la conservación y/o restauración de los ecosistemas; así como generar otros co-beneficios ambientales, sociales y económicos”.

En este marco, las iniciativas de compensación se desarrollan a través de acciones como:

- Iniciativas de desarrollo limpio, producción sostenible, eficiencia energética, sustitución de combustibles fósiles por energías renovables y tratamiento de residuos.
- Reducción de emisiones por deforestación y degradación de bosques nativos mediante actividades de conservación o manejo sostenible.

A1.2 Política de Democracia Ambiental - P2

La democracia ambiental cobró relevancia en el país a partir de la Constitución de Montecristi (2008), que reconoce a la naturaleza como sujeto de derechos y establece mecanismos de participación en asuntos ambientales, como la consulta previa, la acción pública de inconstitucionalidad y la consulta popular. Actualmente, su implementación tiene efectos directos sobre la inversión petrolera; el caso más emblemático es Yasuní, donde, tras dos procesos de consulta, la ciudadanía optó por detener progresivamente la explotación en un área de alta sensibilidad ecológica.

En esta sección se describen los instrumentos de esta política de democracia ambiental, su evolución en el tiempo y la información relevante para el sector petrolero. Estos instrumentos han influido de manera directa en la administración pública de hidrocarburos, ya que priorizan la conservación frente a la producción.

A continuación, se presentan los instrumentos en orden cronológico.

A1.2.1 Consulta Popular Yasuní (2018) – I1P2

El Bloque 43–ITT se ubica dentro del Parque Nacional Yasuní y abarca aproximadamente 161.440 hectáreas. En 2018, mediante consulta popular, la ciudadanía dispuso ampliar en al menos 50.000 hectáreas la Zona Intangible del ITT y reducir de 1.030 a 300 hectáreas el área máxima autorizada para explotación en el Yasuní. Esta decisión constituyó un precedente relevante en la participación ciudadana para la definición de políticas energéticas y ambientales, al subordinar la explotación de petróleo a la protección de la naturaleza.

Desde la perspectiva de política pública, este proceso puede entenderse como un ejercicio de democracia ambiental, orientado a garantizar la participación ciudadana directa en las decisiones relacionadas con el manejo de recursos naturales y la protección de la biodiversidad. Se trata de un mecanismo que materializa los principios establecidos en la Constitución del Ecuador (2008), donde se reconocen los derechos de la naturaleza y el deber del Estado de promover un ambiente equilibrado.

La consulta incidió directamente en el sector petrolero, pues restringió la disponibilidad de áreas para exploración y explotación en un bloque de alta importancia productiva como el ITT. Esto generó tensiones entre los objetivos de conservación y la necesidad fiscal de mantener ingresos petroleros, dado que el crudo constituye una de las principales fuentes de financiamiento del presupuesto estatal. Al limitar la actividad en el Yasuní, la política pública introdujo incertidumbre para inversionistas en hidrocarburos, quienes perciben un marco regulatorio influido por factores sociales y ambientales.

A.1.2.2 Consulta Popular Yasuní (2023) - I2P2

Para 2023 se habían intervenido 160 hectáreas de las 300 autorizadas por la consulta popular de 2018, destinadas a plataformas, pozos, ductos e infraestructura, lo que equivale aproximadamente al 0,099 % del área total del Bloque 43–ITT. El 20 de agosto del mismo año, Ecuador realizó una consulta popular para decidir si el crudo del bloque debía permanecer indefinidamente bajo tierra. La pregunta, validada por la Corte Constitucional, fue:

“¿Está usted de acuerdo con que el Gobierno ecuatoriano mantenga el crudo del ITT, conocido como Bloque 43, indefinidamente en el subsuelo?” (Sí/No).

El Consejo Nacional Electoral (CNE) proclamó oficialmente los resultados el 31 de agosto de 2023: Sí 58,95 % (5'541.585 votos) y No 41,05 % (3'859.507 votos). Con ello quedó formalizado el mandato popular de mantener el crudo en el subsuelo.

En agosto de 2024, ante los planes del Ejecutivo para un cierre en cinco años y cinco meses, se recordó que el tope de un año había sido dispuesto por la Corte Constitucional que negó la solicitud de extensión de plazo presentada por Petroecuador en 2024, manteniendo la obligación del retiro en el término fijado.

La decisión dispone el cese y retiro de operaciones en el Bloque 43–ITT y prohíbe la suscripción de nuevos contratos vinculados a ese bloque. A la vez, reduce la base productiva nacional y orienta la inversión hacia la optimización del recobro en campos fuera de áreas sensibles (recuperación secundaria/EOR) para sostener los volúmenes, el factor de recobro y la caja fiscal.

A1.3 Política Económica y Fiscal del Sector Hidrocarburífero - P3

En los últimos años, la Política Económica y Fiscal del Sector Hidrocarburífero se ha articulado en torno a los subsidios a combustibles (en parte importados), en un país con una matriz energética que es 79% (ministerio de energía) dependiente de fuentes fósil. A la par, la producción petrolera continúa siendo una fuente clave de ingresos para el fisco.

En 2024, el sector petrolero constituye un 27.8% (BCE) del total de exportaciones; el crudo es el primer producto de exportación y tiene un papel central en la economía y en las finanzas públicas. Los subsidios a los combustibles—muy populares y útiles para contener precios—han implicado un costo fiscal elevado y han generado problemas persistentes, como el contrabando y el beneficio indirecto al crimen organizado.

A continuación, se presentan los instrumentos de esta política:

A1.3.1 Subsidios de Combustibles (2017-2025) - I1P3

En Ecuador, los subsidios a combustibles son transferencias del Estado que se materializan como control de precios por debajo del costo económico (costo de producción o importación más logística e impuestos). En la contabilidad fiscal, el MEF los trata como “ingresos que el Estado deja de percibir, estos subsidios buscan proteger el poder adquisitivo de los hogares y sostener costos del transporte y sectores estratégicos (pesca, camaronero, agro. Sin embargo, los subsidios generalizados inducen uso ineficiente de recursos y presionan la estabilidad fiscal.

Estos subsidios en Ecuador están en contra de las políticas de conservación de la biodiversidad y democracia ambiental y no guardan congruencia con los fines perseguidos en sus instrumentos. Además, que consolida la fuerte dependencia que tiene el país a los combustibles fósiles como base energética, y el bajo atractivo de migrar a fuentes de energía renovable, y sobre todo por su impacto en el medio ambiente.

En Ecuador tienen un gran impacto social, en octubre del 2019 el gobierno intentó eliminar los subsidios y debido a manifestaciones se revirtió la medida por su coste político y social luego, en 2020 el país adoptó un sistema de bandas con ajustes mensuales referenciados a precios internacionales. La lógica fue pasar de shocks discretos a una regla de precios que suavice la transmisión de la volatilidad del crudo.

En 2024 se eliminó el subsidio a las gasolinas Extra y Ecopaís y se lo sustituyó por un esquema de estabilización con compensaciones focalizadas al transporte formal, manteniendo los apoyos al diésel y al GLP por su impacto social y productivo. En 2025 el estado se destinó 2.504 millones a subsidios de combustibles.

A.1.3.2 Mecanismo fiscal-contractual de aporte petrolero al PGE (2017-2025) - I2P3

Desde el boom petrolero de 1972, la explotación de hidrocarburos ha financiado en buena medida las cuentas públicas mediante un arreglo fiscal-contractual. Este conjunto de reglas, inserto en el ordenamiento jurídico ecuatoriano, fija las condiciones de los contratos de actividades hidrocarburíferas entre el Estado y los particulares, determina la distribución de la renta (regalías, tributos, dividendos, etc.) y define su canalización al Presupuesto General del Estado (PGE). En Ecuador, la Constitución reserva al Estado la administración de los sectores estratégicos —incluida la energía— y declara de propiedad estatal los recursos naturales no renovables, lo que constituye la base jurídica para la captura de renta y su presupuestación pública. (Ministerio de Defensa Nacional)

En lo que respecta a lo contractual, la Ley de Hidrocarburos permite diversas modalidades en contratos de actividades de explotación como: participación y prestación de servicios y sus parámetros económicos —como regalía base, límites a la recuperación de costos, reparto del “profit oil” y escaladores por precio o volumen—, de los cuales se deriva la formación del excedente económico a repartir entre Estado y operador. A lo largo del tiempo, el país ha alternado el uso de estas modalidades conforme a objetivos de política, dentro del marco que la propia Ley faculta (ley de hidrocarburos).

En la regulación fiscal, la renta generada se convierte en flujos al fisco a través de regalías, impuesto a la renta del sector, gravámenes a excedentes y, tratándose de la empresa pública, dividendos o transferencias al Tesoro. La LOEP establece que los excedentes no reinvertidos de las empresas públicas se transfieren al PGE, articulando así la relación entre la operadora estatal y la caja fiscal (LOEP).

Los documentos de proforma del PGE del ministerio de economía muestran cómo los supuestos de precio y volumen alimentan la programación anual de ingresos petroleros que financian gasto e inversión pública (Ministerio de finanzas).

Dado que la energía es titularidad del estado y es quien administra los sectores estratégicos, el PGE es la principal fuente de financiamiento en energías sostenibles (transmisión, generación, tecnología, infraestructura, etc.). El mecanismo fiscal-contractual de aporte petrolero (I2P3) permite como instrumento asignar una fracción de la renta fósil a CAPEX verde sin comprometer la estabilidad fiscal, alineando la política energética con objetivos de sostenibilidad y seguridad energética (CRE)

A1.4 Política de Incremento de la Producción Petrolera - P4

En la última década, los gobiernos han intentado aumentar la producción de petróleo tras la baja de precios iniciada en 2014 —y la consiguiente reducción de ingresos fiscales—, tanto para sostener el peso de una administración pública que se expandió en los años de bonanza (más burocracia, servidores, instituciones y ministerios) como para financiar servicios esenciales como salud y educación. Para lograrlo, se aplicaron reformas legales y reglamentarias, y se pusieron en marcha planes y programas orientados a atraer inversión y optimizar la operación de los campos. A continuación, se presentan los instrumentos más relevantes:

A1.4.1 Plan de Acción para el Sector de Hidrocarburos (2021) - I1P4

En julio del 2021 se lanza mediante decreto presidencial el plan de acción para el sector de hidrocarburos, con este plan el gobierno de Guillermo Lasso estableció una Política de Hidrocarburos y un plan de acción de 100 días para hacer al sector más eficiente. el objetivo principal fue aumentar la producción y los ingresos para el estado. Ordenó impulsar inversión mediante delegaciones y procesos competitivos; promovió la migración de contratos de prestación de servicios hacia contratos de participación cuando resultara conveniente para el Estado; así como el fortalecimiento del directorio de EP Petroecuador; y encargó diagnósticos acelerados de refinerías y sistemas de transporte para priorizar inversiones y mejoras.

A1.4.2 Ronda Intracampos I y II (2018-2023) – I2P4

Los nuevos procesos de licitación —en especial las rondas Intracampos I (2018–2019) e Intracampos II (lanzada en 2022)— se diseñaron para atraer inversión y tecnología con el fin de recuperar producción y eficiencia frente a los rezagos operativos del Estado, utilizando contratos de participación (tras una década en la que habían predominado los contratos de prestación de servicios). En Intracampos I, el Estado suscribió siete contratos de participación el 22-may-2019, con USD 1.170 millones de inversión comprometida. En Intracampos II, en mayo de 2024 se firmaron contratos para tres bloques que viabilizan alrededor de USD 333 millones de inversión en exploración y explotación. Como resultado, los bloques de Intracampos I aportan del orden de 9.600–10.000 barriles diarios (según reportes oficiales 2024–2025), mientras que Intracampos II se encuentra en etapas iniciales de ejecución para incrementar reservas y producción en los próximos años.

A1.4.3 Plan de Inversiones del Sector de Hidrocarburos de Ecuador (2025-2029) – I3P4

El Plan de Inversiones del Sector de Hidrocarburos 2025–2029 prevé USD 41.879 millones en inversión. Sus objetivos incluyen aumentar la producción mediante proyectos Intracampos y offshore que, según el Ministerio, podrían añadir más de 336.670 barriles diarios a la producción actual; ampliar y repotenciar la infraestructura —oleoductos, gasoductos y capacidad de refinación—; y avanzar en la licitación del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), clave para la exportación de petróleo. El portafolio incorpora una nueva refinería de conversión profunda en Santa Elena, promovida como inversión privada sin costo fiscal y orientada a abastecer el mercado interno, así como la repotenciación de la Refinería de Esmeraldas. En conjunto, el plan articula 49 proyectos a lo largo de la cadena de valor para incrementar reservas y producción,

asegurar la capacidad de transporte y elevar la producción de combustibles, con el fin de mejorar los ingresos fiscales, atraer inversión y reforzar la seguridad energética del país.

A1.5 Política Regulatoria del Sector Hidrocarburífero – P5

A1.5.1 Nuevo Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas (2021) – IIP5

El nuevo Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas (ROH), vigente desde 2021, tiene por objeto —según un boletín del Ministerio de Energía y Minas de julio de 2021— “ampliar y viabilizar la aplicación de nuevas prácticas y tecnologías para optimizar los procesos y aportar a la meta de incrementar la producción petrolera en el país”. Incorpora disposiciones que su antecesor de 2018 no contemplaba para la implementación de proyectos de recuperación secundaria y mejorada. Exige demostrar en el estudio de factibilidad técnico-económica el incremento de reservas; además, regula con mayor detalle la fase piloto, fijando una duración máxima de dos años y reportes periódicos. El ROH de 2021 refuerza el uso de modelos de simulación dinámica y la estimación de reservas, mientras que en su antecesor no existían límites temporales ni obligaciones explícitas de reportería periódica. El nuevo ROH establece un marco operativo y de control para la aplicación de métodos de recuperación avanzada, especialmente en campos maduros donde la eficiencia y la producción han disminuido en los últimos años.

A1.6 Política de Sostenibilidad y Diversificación Energética – P6

A1.6.1 Instrumentos Normativos - IIP6

El desarrollo del marco jurídico se impulsa como parte de la Política de Sostenibilidad y Diversificación Energética. Este avance se da en distintos momentos: en 2019 se expidió la Ley Orgánica de Eficiencia Energética, orientada a promover la electrificación de los sectores industrial, residencial y de transporte, motivada por la necesidad de reducir importaciones y subsidios a los combustibles fósiles. En 2024, frente a la crisis energética, se aprobaron dos leyes dirigidas a incrementar la generación eléctrica, fomentar la participación del sector privado y diversificar la matriz. Actualmente, la mayor parte de la generación eléctrica renovable proviene de hidroeléctricas; en época seca su aporte disminuye de forma significativa. De ahí la urgencia de transitar hacia una matriz más sostenible y diversificada. A continuación, se presenta un resumen de los instrumentos normativos más importantes:

Tabla A1. Instrumentos normativos de Política P6

Publicación	Marco normativo	Objetivo
2019	Ley Orgánica de Eficiencia Energética	Su objetivo es incrementar la seguridad energética reduciendo el despilfarro, aumentar la productividad energética y construir una cultura de eficiencia que

2024	Ley Orgánica de Competitividad Energética	contribuya al cumplimiento de los compromisos climáticos Impulsar inversiones y eficiencia para superar la crisis eléctrica, optimizando finanzas del sector e incentivando generación renovable y distribuida.
2024	Ley Orgánica para Impulsar la Iniciativa Privada en Generación de Energías	Atraer inversión privada para diversificar y ampliar generación eléctrica, priorizando renovables y tecnologías de transición con despacho y tarifas preferenciales.

A1.6.2 Instrumentos de Planificación Nacional - I2P6

Los planes nacionales traducen la política pública en metas y acciones concretas. A continuación, se presentan los instrumentos y planes principales adoptados por el Estado para materializar la Política de Sostenibilidad y Diversificación Energética:

Tabla A2. Instrumentos de planificación de Política P6

Publicación	Instrumento	Objetivo
2017	Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016–2035 (PLANEE):	Instrumento que busca optimizar uso de energía, reducir consumo e intensidad, y sustituir combustibles fósiles por alternativas bajas en carbono.
2016	Agenda Nacional de Energía 2016–2040	Orientar el desarrollo energético integral, equitativo y sostenible, diversificando la matriz y garantizando seguridad, acceso universal y eficiencia al 2040.
2024	Plan Maestro de Electricidad (PME) 2023–2032 y Actualizaciones:	Planificar expansión de generación, transmisión y distribución, priorizando renovables y seguridad del suministro para cubrir demanda presente y futura.
2023	Plan de Transición Energética para las	Lograr suministro eléctrico 100% renovable en las islas Galápagos, sustituyendo

Islas Galápagos (2023–2050):	fósiles, reduciendo emisiones y protegiendo el ecosistema con solar, eólica y almacenamiento.
---------------------------------	--

A1.6.3 Acuerdo de París sobre Cambio Climático Y Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional - I3P7

Ecuador fue signatario del Acuerdo de París en la COP21 (diciembre de 2015) y lo ratificó en 2017. Este acuerdo internacional tiene por objetivo reforzar la respuesta mundial frente a la amenaza del cambio climático, procurando que el aumento de la temperatura media global en este siglo se mantenga por debajo de 2 grados Celsius respecto de los niveles preindustriales. En ese marco, cada país debe formular y actualizar sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC), que recogen objetivos de reducción de emisiones y medidas de adaptación, así como líneas de acción sectoriales, medios de implementación, cronogramas e indicadores de seguimiento. En el caso ecuatoriano, el país presentó la primera NDC para el período 2020–2025 y, más recientemente, la segunda NDC para 2026–2035. Ambos instrumentos buscan aportar de manera concreta a los esfuerzos globales de reducción de gases de efecto invernadero, identificando iniciativas que contribuyan a la mitigación del cambio climático y a la resiliencia de los sistemas productivos y sociales.

En conjunto, estas contribuciones ratifican el propósito del Estado de disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y de reducir los impactos de las emisiones de gases de efecto invernadero sobre el ambiente. Según los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (INGEI), para 2022 el sector energético concentró 47,22 % del total de emisiones nacionales; por ello, acelerar la transición hacia fuentes renovables, fortalecer la eficiencia energética e impulsar la diversificación de la matriz resultan prioridades estratégicas para cumplir los objetivos climáticos y, al mismo tiempo, mejorar la seguridad y la sostenibilidad del suministro energético del país.