



**PORTADA**

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**

**DIRECCIÓN DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD**

**MODALIDAD: INFORME DE INVESTIGACIÓN**

**Título:**

---

Evaluación de la expansión de la generación de Ecuador considerando políticas de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> para el periodo 2024 – 2040.

---

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magister en  
Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia

**Autor:**

Juan Carlos Real Espinosa

**Tutor:**

Wilian Patricio Guaman Cuenca M.Sc.

**LATACUNGA – ECUADOR**

**2025**

## **AVAL DEL TUTOR**

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación “Evaluación de la expansión de la generación de Ecuador considerando políticas de reducción de emisiones de CO2 para el periodo 2024 – 2040”, presentado por Real Espinosa Juan Carlos para optar por el título magíster en Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia.

## **CERTIFICO**

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, junio 2025.

.....

Wilian Patricio Guamán Cuenca M.Sc.

CC.: 0603578956

## AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: “Evaluación de la expansión de la generación de Ecuador considerando políticas de reducción de emisiones de CO2 para el periodo 2024 – 2040”, ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de magíster en Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la exposición y defensa.

Latacunga, junio 2025.

.....  
Ing. MSc. Freire Freire Armando Salvador  
C.C.: 0503842833  
Presidente del tribunal

.....  
Ing. MSc. Ortiz Gonzalez Yadyra Monserrath  
C.C.: 1722464110  
Lector 2

.....  
Ing. MSc. Quinatoa Caiza Carlos Iván  
C.C.: 0503287864  
Lector 3

## **DEDICATORIA**

El presente trabajo de titulación es para las personas que más amo en mi vida, principalmente a aquella persona que se encuentra el día a día compartiendo sus momentos cada instante, que me ha demostrado que no existe nada imposible si te lo propones y lo haces con el corazón todo esfuerzo vale la pena, sabiendo que no existe la perfección, sino que cada persona puede ser una mejor versión de sí mismo.

También a mis hijos para que puedan ver que los propósitos existen cuando se encuentran en la mente y el corazón, cada día es una nueva oportunidad para ser mejores en la vida, el enfoque y la planificación deben ser prioridad para un correcto crecimiento personal y profesional.

Finalmente, el presente trabajo lo dedico a toda mi familia y amigos que me ha sabido apoyar a distancia y darme sus buenas vibras para poder culminar con éxito este nuevo peldaño en mi etapa académica.

## **AGRADECIMIENTO**

Primeramente, a esta prestigiosa institución por haberme acogido como su estudiante en el presente programa, sus tutores y coordinadores que siempre estuvieron prestos a prestarme su valioso conocimiento y ayuda oportuna con el mejor de los profesionalismos y empatía característica.

En conmemoración de mis padres que se encuentran apoyándome desde el cielo, gracias a su enseñanza de esfuerzo y perseverancia que me han forjado con las mejores armas para poder enfrentar cualquier reto que se me presente en la vida, su cariño y paciencia también son pilar fundamental de su legado; por eso y más mis profundos agradecimientos.

La persona que también me ha sabido apoyar a su manera, admiro su valentía para enfrentar la vida y su disciplina en su diario actuar, una persona que aunque no se encuentre presente siempre esta en mi mente y corazón, le agradezco por ser como es, un ejemplo de ser humano y de perseverancia, hermano.

## **RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA**

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, junio 2025.

.....  
Ing. Juan Carlos Real Espinosa  
CC: 1716157415

## **RENUNCIA DE DERECHOS**

Quien suscribe, cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, junio 2025.

.....

Ing. Juan Carlos Real Espinosa

CC: 1716157415

## **AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL**

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: Evaluación de la expansión de la generación de Ecuador considerando políticas de reducción de emisiones de CO2 para el periodo 2024 – 2040, contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, junio 2025.

.....  
Ing. MSc. Freire Freire Armando Salvador  
C.C.: 0503842833

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**  
**DIRECCIÓN DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD**  
**MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**Título:** “Evaluación de la expansión de la generación de Ecuador considerando políticas de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> para el periodo 2024 – 2040”.

**Autor:** Real Espinosa Juan Carlos

**Tutor:** Guamán Cuenca Wilian Patricio M.Sc.

**RESUMEN**

La presente tesis aborda el desafío de planificar el crecimiento del sistema eléctrico de Ecuador de manera sostenible, enfocándose en reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y garantizar un suministro eléctrico eficiente y económico.

Utilizando modelos matemáticos de optimización, específicamente el Modelo de Planificación Eléctrica (EPM) del Banco Mundial, se evalúan diferentes escenarios. La metodología incluye la recopilación de datos del sector eléctrico ecuatoriano, la aplicación del modelo EPM con herramientas como GAMSpy y la simulación de escenarios con y sin restricciones ambientales.

Los resultados muestran que las políticas de reducción de CO<sub>2</sub> impulsan el uso de energías renovables, disminuyendo la dependencia de la generación térmica. Sin embargo, esto requiere inversiones adicionales y ajustes en las tarifas eléctricas.

La investigación concluye que Ecuador necesita una planificación energética integral que equilibre eficiencia económica, seguridad en el suministro y reducción de impactos ambientales.

**PALABRAS CLAVE:** Expansión de la generación eléctrica en Ecuador, Modelos de optimización, Modelo de Planificación Eléctrica (EPM), Plan Maestro de Electricidad, GMPSpy, Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**  
**DIRECCIÓN DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD**  
**MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**THEME:** “Evaluation of the expansion of Ecuador's generation considering CO2 emission reduction policies for the period 2024-2040”

**Autor:** Real Espinosa Juan Carlos

**Tutor:** Guamán Cuenca Wilian Patricio M.Sc.

**ABSTRACT**

This thesis tackles the challenge of planning Ecuador's power system expansion in a sustainable way, focusing on reducing CO2 emissions while ensuring an efficient and cost-effective electricity supply.

Different expansion scenarios are evaluated, using mathematical optimization models, specifically World Bank's Electrical Planning Model (EPM). The methodology involves collecting data from Ecuador's electricity sector, applying the EPM model with tools like GAMSpy, and simulating scenarios with and without environmental restrictions.

The results show that CO2 reduction policies drive the adoption of renewable energy sources such as solar and wind, reducing reliance on thermal generation. However, this transition requires additional investments and adjustments to electricity tariffs.

The study concludes that Ecuador needs a comprehensive energy planning strategy that balances economic efficiency, supply security, and environmental impact reduction. It recommends promoting renewable energy investments and strengthening sector regulations to support a sustainable transition.

**KEY WORDS:** Ecuador's electricity generation expansion, Optimization models, Electrical Planning Model (EPM), Electricity Master Plan, GMPSpy, Reduction of CO2 emissions.

**CENTRO DE IDIOMAS**  
**AVAL DE TRADUCCIÓN**

Yo, **xxxx** con cédula de identidad **xxxx** Licenciado/a en enseñanza del Idioma Inglés como Lengua Extranjera, con número de registro de la SENESCYT: **xxxxxx**; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: “Evaluación de la expansión de la generación de Ecuador considerando políticas de reducción de emisiones de CO2 para el periodo 2024 – 2040” del Ing. Real Espinosa Juan Carlos, aspirante a Magister en Electricidad en mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

Latacunga, septiembre del 2022

Atentamente,

(Firma)

.....

(Nombres y apellidos completos)

(Número de cédula)

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN .....	1
Planteamiento del problema.....	1
Formulación del problema .....	3
Objetivo General .....	3
Objetivos Específicos.....	3
Justificación.....	4
Hipótesis.....	6
CAPÍTULO I .....	7
FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA-METODOLÓGICA.....	7
1.1. Antecedentes de la investigación .....	7
1.2. Fundamentación Teórica.....	14
1.2.1. Planificación de sistemas eléctricos.....	14
1.2.2. Definición y objetivos:.....	14
1.2.2.1. Expansión de la generación.....	14
1.2.2.2. Expansión de la transmisión.....	15
1.2.2.3. Topología o zonificación.....	16
1.2.3. Modelos de planificación.....	18
1.2.3.1. Modelos determinísticos.....	19
1.2.3.2. Modelos probabilísticos.....	19
1.2.3.3. Modelos de optimización .....	20
1.2.4. Descarbonización de los sistemas eléctricos .....	21
1.2.5. El sistema eléctrico ecuatoriano .....	22
1.2.6. Marco normativo en Ecuador: .....	24
1.2.6.1. Plan Maestro de Electrificación (PME).....	25
1.2.6.2. Ley Orgánica de Energía Eléctrica.....	25

1.2.6.3.	Política Energética Nacional .....	26
1.2.6.4.	Normativa de Calidad y Seguridad.....	26
1.2.6.5.	Regulación de Tarifas y Subsidios .....	26
1.2.6.6.	Ley de Transición Ecológica .....	27
1.2.7.	Energías renovables en Ecuador: .....	27
1.2.8.	Impacto de las emisiones en el sector eléctrico: .....	27
1.2.8.1.	El Factor de Emisión de CO2.....	28
1.2.8.2.	Plan Nacional de Desarrollo.....	30
CAPÍTULO 2	.....	31
PROPUESTA	.....	31
2.1.	Título de la propuesta.....	31
2.2.	Objetivo de la propuesta.....	31
2.3	Justificación de la propuesta. ....	32
2.4	Fundamentación de la propuesta.....	32
2.5	Desarrollo de la metodología. ....	34
2.6.	Fundamentación Metodológica.....	34
2.6.1.	Enfoque de la investigación.....	34
2.7.	Introducción. ....	35
2.7.2.	Modelo de optimización .....	36
2.7.3.	Descripción del modelo: .....	37
2.7.3.1.	Aplicación del modelo .....	38
2.7.3.2.	Función objetivo .....	39
2.7.3.3.	Restricciones Técnicas:.....	40
2.7.4.	Tratamiento de datos de entrada .....	42
2.7.4.1.	Costos de construcción y operación de las plantas generadoras.....	45
2.7.4.2.	Precios de los combustibles y disponibilidad de recursos. ....	47

2.7.4.3. Proyección del despacho de energía. ....	48
2.7.4.4. Demanda Insatisfecha .....	49
2.7.4.5. Penalizaciones, Importaciones, exportaciones, tasas de crédito. ....	50
2.7.4.6. Parámetros anuales .....	51
2.7.4.7. Generadores Proyectados.....	52
2.7.4.8. Fuentes de Generación Disponibles.....	52
2.7.4.9. Transmisión .....	53
2.7.4.10. Factor de Pérdida. ....	53
2.7.4.11. Escalamiento de demanda y Topología .....	53
2.7.4.11. Disponibilidad de las fuentes de generación.....	54
2.7.4.12. Combustibles .....	54
CAPÍTULO 3.....	55
APLICACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA.....	55
3.1. Casos de Estudio modelo EPM. ....	55
3.1.1. Caso 1: Aplicación modelo EPM al PME con restricción de 2 millones de Ton CO2. ....	57
3.1.2. Caso 2: Aplicación modelo EPM al PME con restricción de 1.5 millones de Ton CO2.....	62
3.2. Comparación de casos de estudio. ....	67
Conclusiones.....	71
Recomendaciones. ....	73
Referencias.....	74
ANEXOS .....	79
Anexo 1: Formulación de la función objetivo.....	79
Anexo 2: Índices, variables y parámetros de la función objetivo. ....	80
Anexo 3: Formulación de restricciones.....	83
Anexo 4: Variables y parámetros de las restricciones. ....	86

Anexo 5: Datos de entrada del modelo .....	88
a) Límites de transferencia entre zonas.....	88
b) Generadores proyectados para Ecuador 2027, acorde al PME.....	89
c) Generadores actuales en Ecuador hasta el año 2024. ....	90
d) Combustibles .....	91
e) Estacionalidad de Generación.....	92
f) Demanda de energía proyectada en Ecuador.....	93
Anexo 6: Tablas y datos de salida del modelo Caso de estudio 1.....	96
Anexo 7: Tablas y Datos de salida del modelo Caso de estudio 2.....	99

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema Nacional de Transmisión – Líneas de transmisión 2024 .....	17
Figura 2. Zonificación e interconexión del SNT 2024 .....	18
Figura 3. Composición de la generación eléctrica del Ecuador año 2023.....	23
Figura 4. Demanda de electricidad por provincia 2022-2023 (GWh). .....	23
Figura 5. Mapa Normativo del Ecuador. ....	24
Figura 6. Histórico de toneladas de CO2 emitidas al ambiente.....	29
Figura 7. Diagrama de flujo para el PEG en el periodo 2024 – 2040.....	35
Figura 8. Demanda eléctrica para el período 2024 – 2040. ....	43
Figura 9. Aporte de generación por tipo de fuente instalada 2024. ....	44
Figura 10. Potencia instalada por tipo de fuente 2024.....	44
Figura 11. Plan de Expansión de Generación 2023-2032.....	45
Figura 12. Demanda eléctrica horaria diciembre 2023.....	49
Figura 13. Fuentes de generación instalada Ecuador 2024.....	53
Figura 14. Selección de casos de estudio para la PEG 2024 – 20240. ....	56
Figura 15. Caso 1 - Plan de Expansión de Generación - 2024-2040.....	58
Figura 16. Caso 1 - Emisiones totales de CO2 período 2024-2040.....	59
Figura 17. Caso 1 - Despacho de potencia anual período 2024-2040. ....	60
Figura 18. Caso 1 - Costo total por zona operativa período 2024-2040. ....	61
Figura 19. Caso 2 - Plan de Expansión de Generación período 2024-2040. ....	63
Figura 20. Caso 2 - Emisiones totales de CO2 período 2024-2040.....	64
Figura 21. Caso 2 - Despacho de potencia anual período 2024-2040. ....	65
Figura 22. Costo total por zona operativa período 2024-2040. ....	66
Figura 23. Potencia disponible en el período 2024 - 2040. ....	67
Figura 24. Comparación de emisiones totales de CO2 Caso 1 y Caso 2.....	68
Figura 25. Comparación de Costo anual de la PEG Caso 1 y Caso 2. ....	70
Figura 26: Proyección de crecimiento de la infraestructura planeada en comparativa con la existente a marzo del 2025 .....	96
Figura 27. Costo fijo de operación y mantenimiento y capital .....	97
Figura 28.- Emisiones de dióxido de carbono anuales por zona operativa.....	98
Figura 29. Caso 2.- Capacidad de generación disponible en MW.....	99
Figura 30 Costo fijo de operación y mantenimiento junto con el capital. ....	100

Figura 31: Emisiones de dióxido de carbono anuales por zona operativa..... 101

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Sistema de tareas. ....	4
Tabla II. Consideraciones en la expansión de la generación. ....	15
Tabla III. Consideraciones en la expansión de la transmisión. ....	15
Tabla IV. Consideraciones para la expansión de la distribución. ....	16
Tabla V. Tipos de modelos matemáticos utilizados en la planificación de expansión de red. ....	20
Tabla VI. Proceso de descarbonización. ....	21
Tabla VII. Factores que influyen en el cálculo de emisiones de CO <sub>2</sub> . ....	29
Tabla VIII. Parámetros de configuración para el modelo EPM. ....	38
Tabla IX. Costos anuales fijos y de mantenimiento por empresa generadora. ....	45
Tabla X. Resultados del CMG para los escenarios hidrológicos planteados. ....	46
Tabla XI. Costos de inversión de plantas de producción energética. ....	47
Tabla XII. Balance de electricidad por distribuidora. ....	50
Tabla XIII. Valores de penalización y tasas de inversión. ....	51
Tabla XIV. Matriz de conexión entre zonas. ....	54
Tabla XV. Comparación despacho de potencia por tipo de fuente en GW. ....	69
Tabla XVI. Tabla de límites de transmisión. ....	88
Tabla XVII. Costo de fuentes y potencial de generación proyectado hasta el 2040. ....	91
Tabla XVIII. Disponibilidad de las fuentes de generación en base a las estaciones. ....	92
Tabla XIX. Emisiones anuales de CO <sub>2</sub> por tipo de combustible. ....	96
Tabla XX. Pagos del impuesto al carbono por parte de los generadores. ....	97
Tabla XXI. Emisiones anuales de CO <sub>2</sub> por tipo de combustible. ....	99
Tabla XXII. Pagos del impuesto al carbono por parte de los generadores. ....	100

## INTRODUCCIÓN

La expansión de la generación eléctrica en Ecuador se encuentra en un contexto crítico, en donde las políticas de reducción de emisiones de dióxido de carbono son elementales para minimizar el impacto del cambio climático. La creciente preocupación por el calentamiento global ha llevado a los países a adoptar compromisos internacionales, como el acuerdo de París, que busca limitar el aumento de la temperatura global a 1,5°. En este sentido Ecuador, aunque emite un porcentaje marginal de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel mundial, ha tomado medidas significativas para reducir sus emisiones, especialmente en el sector eléctrico, que representa aproximadamente el 46.63% de sus emisiones totales [1].

Desde el año 2014, Ecuador ha logrado una notable disminución en sus emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector eléctrico, pasando de 5922 kTon de CO<sub>2</sub> a 1204 kTon de CO<sub>2</sub> en 2021, este avance se ha logrado gracias a la implementación de energías renovables y al óptimo funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado SIN [2], no obstante, para continuar en esta dirección, es esencial evaluar y optimizar la expansión de la generación eléctrica mediante modelos que consideren no solo la demanda energética creciente, sino también las restricciones ambientales impuestas por las políticas de reducción de emisiones.

### **Planteamiento del problema**

La energía eléctrica se ha convertido en un servicio básico de la sociedad ya que es esencial para el desarrollo de actividades residenciales, comerciales e industriales. Los países en vías de desarrollo tienen la necesidad de incrementar el consumo de energía eléctrica puesto que la transición a su industrialización requiere de nuevas instalaciones, lo que se traduce en un incremento de la demanda energética, por lo tanto, el sistema eléctrico de cada país debe ser capaz de abastecer las necesidades requeridas por los consumidores manteniendo los niveles de calidad de energía eléctrica y satisfaciendo las condiciones operativas de la red de transmisión.

Los agentes inversionistas internos y externos de acuerdo al Plan Maestro de Electricidad (PME) ven un nicho de mercado en el país, lo que genera nuevas incursiones de proyectos industriales impulsados por el gobierno de la república. Estos proyectos serán insertados en un plazo determinado, esto conlleva a un requerimiento de una planificación técnica y económica de la expansión de generación y el

fortalecimiento de la red de transmisión eléctrica para poder abastecer el suministro necesario, manteniendo los niveles de calidad y confiabilidad en el sector energético. Actualmente, en Ecuador, el 60% de energía es producida gracias a hidroeléctricas, que dependen de las condiciones hidrológicas de la región. Ecuador forma parte de la región Andina, en la que se producen variaciones hidrológicas y climatológicas que pueden provocar escenarios críticos inesperados en sus fuentes de generación renovables; haciéndolo un sistema vulnerable ante contingencias naturales que podrían causar desabastecimiento de la demanda programada a largo plazo o el incumplimiento de las programaciones realizadas por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR).

Los grandes consumidores que se incorporarán al Sistema Nacional de Transmisión (SNT) mantienen un alto grado de incertidumbre, ya que la ejecución de sus proyectos depende de impulsos políticos del momento y cada gobierno podrá promoverlos a su correcta ejecución de acuerdo con lo indicado en el PME o por conveniencias y disponibilidades presupuestarias al momento de su mandato.

El incremento de la generación de energía eléctrica implica una infraestructura de alto costo y con grandes impactos medio ambientales. Dependiendo de su fuente primaria, puede causar varios daños al ecosistema donde se instalarán, cambiando las condiciones ambientales actuales, causando contaminación en el ambiente y generando de ruidos perjudiciales para el hábitat silvestre, incumpliendo con las políticas medioambientales. Este inconveniente se refleja principalmente en la emisión de dióxido de carbón producida por parte de las centrales térmicas.

A lo largo de la historia, en Ecuador han ocurrido varias crisis energéticas que han debido ser afrontadas por los mandatarios de turno. El pasado año existieron racionamientos de energía que iniciaron el 27 de octubre de 2023 y terminaron el 15 de diciembre de 2023. La principal causa fue el déficit de generación en época de estiaje y el crecimiento del consumo energético. Para poder combatir las recesiones de energía se han realizado acuerdos de importación de electricidad con nuestros países vecinos. De acuerdo con el Boletín De Prensa Nro. 041 de ARCERNNR, desde el 16 de abril de 2024 existe una emergencia en el sector eléctrico, las principales causas de la emergencia fueron los bajos niveles de los embalses de Mazar y Paute; además déficit en el caudal en Coca Codo Sinclair.

## **Formulación del problema**

¿Como afectará el cumplimiento escenarios de políticas medio ambientales que buscan reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, a la planificación de la expansión de la capacidad de generación de Ecuador en el período 2024 – 2040?

## **Objetivo General**

Evaluar la expansión de la capacidad de generación eléctrica de Ecuador para el periodo 2024-2040 bajo escenarios de políticas medio ambientales de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

## **Objetivos Específicos**

- Investigar los modelos de optimización utilizados para planificar la expansión de la generación mediante una revisión sistemática de la literatura.
- Proponer un sistema de prueba para estudios de expansión de la generación del sistema eléctrico ecuatoriano.
- Implementar el modelo de optimización EPM para resolver el problema de planificación de la expansión de la generación del sistema de prueba propuesto.
- Analizar los resultados de expansión de la generación considerando políticas de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Para dar cumplimiento a cada uno de los objetivos propuestos se ha definido un conjunto de tareas, resultados e instrumentos que se describen en la Tabla 1.

Tabla I. Sistema de tareas.

<b>Objetivos específicos</b>	<b>Actividad (tareas)</b>	<b>Resultado de la actividad</b>	<b>Técnicas e instrumentos</b>
Investigar los modelos de optimización utilizados para planificar la expansión de la generación mediante una revisión sistemática de la literatura.	Revisión Sistemática de la literatura relacionada con GEP Búsqueda de modelos MILP para GEP.	Lista de trabajos de investigación relacionados con GEP en los últimos 10 años. Lista detallada de modelos de optimización utilizados para GEP.	Fuentes bibliográficas. Repositorios Digitales Informes de Expansión nacionales Revistas y papers de conferencias
Proponer un sistema de prueba para estudios de expansión de la generación del sistema eléctrico ecuatoriano.	Elaboración de una base de datos de información del sector eléctrico ecuatoriano. Diseño del sistema de prueba de expansión del Sistema Nacional Interconectado.	Archivo de datos del sector eléctrico ecuatoriano. Diagrama unifilar del sistema de prueba.	Excel. DigSILENT PowerFactory.
Implementar el modelo de optimización EPM para resolver el problema de planificación de la expansión de la generación del sistema de prueba propuesto	Modelado del problema de expansión de generación. Simulación de la expansión de la generación en el caso de prueba.	Modelo optimización EPM para el sistema de prueba de Ecuador. Reporte de resultados de la expansión de la generación.	GAMS Excel
Analizar los resultados de expansión de la generación considerando políticas de reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> .	Inserción restricción de emisiones de CO <sub>2</sub> . Simulación de la expansión de generación considerando políticas de reducción de CO <sub>2</sub>	Modelo optimización EPM para el sistema de prueba de Ecuador con restricciones de CO <sub>2</sub> . Reporte de resultados de la expansión de la generación.	GAMS. Excel.

Fuente: Autor

## Justificación

Desde el punto de vista académico, la presente investigación tiene como objetivo la obtención del título de Magister en Ingeniería Eléctrica; además, se encuentra relacionado con el proyecto formativo “Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional”, de la carrera de Electricidad. Este trabajo se encuentra dentro de la línea de investigación “Energías Alternativas y Renovables, eficiencia energética y protección ambiental” de la Universidad Técnica de Cotopaxi, y la sub línea de “planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia”.

El cambio climático es un desafío global con impactos ambientales, económicos y sociales significativos. Ecuador, como otros países, debe reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, especialmente el dióxido de carbono CO<sub>2</sub> para mitigar estos efectos. En este contexto, es esencial planificar adecuadamente la expansión de la generación energética, en conjunto con políticas de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>,

para comprender cómo el país puede avanzar hacia un desarrollo más sostenible.

La presente investigación evalúa la expansión energética de Ecuador entre 2024 y 2040, integrando políticas de reducción de CO<sub>2</sub> y optimización de costos. Aborda la falta de modelos que vinculen planificación energética y sostenibilidad ambiental, proponiendo estrategias para un sistema más limpio y eficiente.

El estudio evalúa escenarios estacionales y estrategias de mitigación para proponer un sistema energético más limpio y sostenible en Ecuador. Sus resultados aportarán al conocimiento sobre planificación sostenible, integración de políticas de reducción de CO<sub>2</sub> y optimización de recursos naturales. Además, ofrecerán orientación práctica para responsables de políticas ambientales, planificadores energéticos y actores clave, contribuyendo a diseñar estrategias efectivas para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector energético.

El PME de un país es una hoja de ruta fundamental que guía el desarrollo y la expansión del sector eléctrico a largo plazo. Sin embargo, este proceso de planificación no está exento de influencias externas, en Ecuador, las decisiones políticas y el clima de inversión, juegan un papel crucial en la implementación y el desarrollo de proyectos de generación de energía. Sin embargo, en muchos casos, la incertidumbre y los cambios en las políticas energéticas pueden conducir a retrasos o paralizaciones de proyectos de generación planificados. Estos retrasos afectan la capacidad del país para satisfacer su demanda energética en constante crecimiento, a la vez que generan inseguridad entre los grandes inversores del sector, quienes necesitan estabilidad y previsibilidad para comprometer sus recursos en proyectos a largo plazo. Por lo tanto, es fundamental analizar cómo se puede ajustar al cumplimiento del cronograma del PME con la optimización de recursos financieros o proponer nuevas alternativas de planificación de la expansión de la generación en el período 2024 – 2040.

Finalmente, la integración del PME en la modelación matemática propuesta representa una oportunidad para mejorar la eficiencia y sostenibilidad del sector eléctrico ecuatoriano. Al utilizar herramientas analíticas avanzadas para optimizar la expansión de la generación de energía y gestionar crisis energéticas, se pueden identificar oportunidades para mejorar la utilización de recursos, reducir los costos operativos y

minimizar el impacto ambiental. Además, al proporcionar una visión integral del sistema eléctrico y sus interacciones con factores externos, como las políticas energéticas y situaciones climáticas extremas, la modelación matemática puede informar la formulación de políticas y estrategias a largo plazo que impulsen un desarrollo sostenible y resiliente del sector eléctrico alineados con los objetivos del PME.

### **Hipótesis**

¿Si se implementan políticas de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en el plan de expansión de la generación del sector eléctrico ecuatoriano, la disponibilidad de recursos energéticos permitirá satisfacer el incremento de la demanda en el período 2024 - 2040?

# CAPÍTULO I

## FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA-METODOLÓGICA

En la presente unidad se realizará un análisis metodológico de políticas para la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> para el periodo 2024 – 2040 en Ecuador. Será pertinente estudiar los antecedentes a nivel nacional, para lograr detallar los principales actores que intervienen en la planificación eléctrica. En la sección 1, se detallarán los antecedentes del Ecuador, referentes a la problemática de generación, la incertidumbre sobre la disponibilidad de recursos renovables, la inestabilidad política, las consideraciones económicas y el impacto ambiental de la ampliación y construcción de centrales eléctricas.

En la sección 2 se hace referencia a la fundamentación teórica, se explicará a detalle en los principales puntos a considerar en la Planificación de sistemas eléctricos y detalles sobre el sistema eléctrico ecuatoriano, y lo que implica en términos técnicos, la expansión de la generación, transmisión y planificación de sistemas eléctricos, también se detalla los modelos matemáticos de planificación, definiendo los Modelos determinísticos, probabilísticos, y de optimización; además se aborda el tema de la Descarbonización de los sistemas eléctricos en conjunto con las Estrategias para la descarbonización, los principales desafíos del proceso, sus oportunidades y posibilidades a futuro.

Se explica el sistema eléctrico ecuatoriano evaluada en el marco normativo ecuatoriano, para conocer sobre sus políticas internas y regulaciones. Definiendo y cuantificando las energías eléctricas renovables de las que dispone el Ecuador; para finalmente, analizar el impacto de las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por el sector eléctrico, dando especial énfasis al Informe de Factor de emisión del CENACE.

### **1.1. Antecedentes de la investigación**

En Ecuador se ha priorizado el aporte y participación de las energías renovables con una contribución principal de energía hidroeléctrica, de acuerdo al PME la potencia instalada proveniente de las fuentes renovables es del 70.8%; lo indicado crea una dependencia con las centrales hidroeléctricas; que, aunque se cumplan con diferentes

programas de eficiencia energética a nivel residencial, comercial e industrial; existe el riesgo de incertidumbre en los factores climatológicos, lo que podría ocasionar prolongados tiempos de estiaje, disminuyendo a niveles críticos las cotas en los embalses de las centrales hidroeléctricas y causando crisis energéticas. Ante lo antes mencionado, se hace evidente la necesidad de una adecuada planificación de la expansión de generación en Ecuador, la cual ratificará o sugerirá modificaciones a seguir en el cronograma del PME planteado, cumpliendo con la minimización de costos constructivos y operativos además de incorporar políticas medioambientales con la finalidad de optimizar los recursos del estado.

El problema de la Planificación de la Expansión de la Generación (PEG) constituye un área de interés primordial tanto para estudiantes como para los agentes que toman decisiones del sector energético. De acuerdo con Koltsaklis y otros [3], la PEG inicialmente fue concebida para abordar las necesidades de los sistemas energéticos centralizados, donde las empresas eléctricas estatales monopolizaron los sectores de generación, transmisión, distribución y venta minorista, la PEG se encuentra en constante evolución. La liberalización de los mercados de la electricidad y los avances tecnológicos han catalizado una rápida transformación en los sistemas y mercados energéticos. Este cambio genera constantemente nuevos desafíos que gradualmente se han integrado al problema de la PEG.

Varios trabajos se han desarrollado para la PEG, en la investigación realizada por Guerra, O.; Tejada, D. y Reklaitis, G. [4] se propone un contexto de optimización integral para planificar sistemas eléctricos interconectados, incluyendo la incorporación del planeamiento de expansión de transmisión (PET); considerando energías renovables, las tecnologías de captura de carbono (con centrales termoeléctricas de carbón), la gestión del lado de la demanda, así como límites de reservas y emisiones de CO<sub>2</sub>. Para la sistematización se ha realizado una optimización de programación lineal entero mixta (PLEM) con un flujo de trabajo en el entorno Excel y GAMS; donde utiliza Excel para manejo de los datos de entrada y salida

vinculado con el optimizador GAMS por medio del lenguaje de programación en python, el cual trata el problema de optimización; los resultados obtenidos permiten identificar relaciones directamente proporcionales entre el costo de combustible, emisión de CO<sub>2</sub> y la selección del tipo de centrales termoeléctricas, mientras que las restricciones para el PET afectan en el cronograma de decisiones del PEG y la expansión del PEG determina la asignación de recursos del PET. Por último, se indica que para futuras investigaciones se deberá incluir los precios de los combustibles, la demanda de electricidad y la disponibilidad de recursos hidroeléctricos.

A medida que se expande un sistema de transmisión, existen seguridades del sistema que lo hacen más robusto, En el artículo de Saldarriaga y otros [5], se propone un modelamiento para solucionar los problemas PEG y PET de manera integrada y el problema resultante es llamado problema integrado de expansión en generación y transmisión (PIEGT) adicionando restricciones de seguridad de contingencias (criterio N-1); al solucionar el problema de forma integrada existe un pequeño ahorro a diferencia de resolver los problemas de manera separada. Ese pequeño valor es significativo ya que la cantidad económica que se maneja en el planeamiento del sistema es grande. Este tipo de problemas de optimización son de tipo no convexos, no lineales con variables continuas y enteras. Para dar solución al problema planteado se usa un modelo matemático PLEM incrementando el criterio de contingencia N-1, se ha realizado pruebas en los siguientes sistemas: Garver de 6 barras modificado, sistema IEEE de 24 y 48 barras; la formulación se realizó mediante el optimizador GAMS y su solución por medio del optimizador CPLEX. Se concluye que los candidatos de generación a pequeña escala permiten reducir el costo del plan de expansión porque el número de líneas de transmisión es menor; para futuros trabajos se deberá incluir el impacto de las energías renovables.

El crecimiento del sistema de transmisión requiere de mayor cantidad de generación principalmente de combustión interna lo cual causa agotamiento de la fuente de energía petroquímica y aumenta la contaminación ambiental haciendo fundamental el desarrollo e incorporación de energías limpias renovables, en [6] se analiza el desarrollo sustentable del PEG mediante un modelo multiobjetivo, la relación de

análisis es mediante la metodología basada en la teoría de redes dinámicas Bayesianas (BDN) que es un método de modelo gráfico y representa las dependencias entre variables y la información del estado de cada nodo. La presente modelación toma la decisión del PEG en función de un modelo de balance entre carga y potencia utilizando la teoría BDN, también se puede añadir otros factores como políticas nacionales y nuevos desarrollos tecnológicos, que son parámetros de alta incertidumbre. Con la metodología BDN se reduce la complejidad del modelamiento del PEG; este trabajo proporciona una idea y un método para el desarrollo sostenible y sustentable de PEG en la situación multiobjetivo de China. Los sistemas de energía integrados pueden proporcionar fuentes más eficientes usando recursos con la cogeneración y su flexibilidad debe ser considerada. En este contexto [7] propone un modelo de PEG con sistemas de generación integrados, que considera una región de operación factible y la eficiencia de la combinación de potencia y calor (CHP); a este problema le afecta la demanda eléctrica por las épocas y estaciones. El presente problema se modela como un PLEM el cual busca la minimización de los costes anualizados del sistema eléctrico, se ha utilizado el modelo de sistema energético integrado de un estudio anterior, suponiendo que el sistema es autosuficiente el recurso CPH y el recurso de calor – electricidad son configurados unidireccionales, pero los recursos de almacenamiento de energía térmica y eléctrica se configuran como unidades bidireccionales por su capacidad de carga y descarga. Para simular el presente programa se utilizó el software MATLAB; se concluye la modelación presenta mejor eficiencia que el modelo convencional, además los costos totales del PEG fueron menores.

Los elementos e infraestructura que se encuentran instalados en los sistemas eléctricos de potencia cuentan con un período de vida útil, para el PEG en [8] se ha considerado este factor en las plantas de generación dependiendo de dos razones principales: algunas plantas de generación tienen un tiempo de vida corto respecto al horizonte de tiempo de planeamiento y algunas plantas de generación pueden tener baja eficiencia debido a su envejecimiento, también se utiliza redes bidireccionales de memoria a largo plazo (BLSTM) para pronosticar la demanda máxima anual, adicionando los impuestos por emisión de CO<sub>2</sub> en la función objetivo; se ha realizado un caso de estudio en la red

de Irán con un tiempo de planeamiento de 10 años (2011 a 2020), la simulación del problema es realizada en GAMS utilizando PLEM para la programación de la PEG; los resultados de la simulación muestran que considerando el tiempo de vida útil de las plantas de generación algunas de ellas no resulta eficiente su repotenciación, puesto que se debería retirarlas y construir nuevas plantas que reúnan los requerimientos de la demanda.

A medida que se incorporan sistemas de energías renovables variables (VRE) como son las fuentes fotovoltaicas y la eólicas en los sistemas de transmisión de energía, se crea una incertidumbre respecto a la estabilidad de entrega de potencia debido a factores climáticos, acusando una gran preocupación en el PEG; por lo tanto, [9] considera la inclusión de almacenamiento de energía (ESSs) para combatir la inestabilidad a las VRE considerando las características de cada unidad de generación de manera individual, además se necesita en el modelo una resolución de 8760 horas para todo el año con restricciones de equilibrio de carga horaria considerar las características intermitentes de las fuentes VRE, la formulación de dicho problema es mediante PLEM; con lo citado el PEG requiere de un gran esfuerzo computacional, en tal virtud se ha simplificado la PEG.

Ref.	Título	Año	Aporte en el problema GEP	Modelo de evaluación	Sector aplicado	Estrategias de Mejora
[3]	State-of-the-art generation expansion planning: A review	2018	Literatura evolución GEP.	Modelo Teórico	Enfoques recientes que abordan la expansión de generación considerando la transmisión, generación de gas, demanda, vehículos eléctricos y políticas energéticas.	Ajustes de infraestructura y políticas públicas para satisfacer la expansión de la demanda energética.
[4]	An optimization framework for the integrated planning of generation and transmission expansion in interconnected power systems	2016	Problema PEG + PET incluye tecnologías de captura de carbono.	Modelo Matemático	Sistemas eléctricos, integrando generación, transmisión y energías renovables.	Planificación integrada de generación y transmisión eléctrica en sistemas interconectados, desarrollando un marco de optimización que considera restricciones ambientales, reservas y alternativas tecnológicas.
[5]	Planeamiento Integrado de la Expansión en Generación y Transmisión Considerando Restricciones de Seguridad	2017	Problema PEG + PET incluye restricciones de seguridad de contingencias (criterio N-1).	Modelo Matemático	Minimizar el costo de los refuerzos de la red eléctrica	Incorpora restricciones de seguridad en distintos modelos matemáticos, demostrando que la pequeña generación reduce costos en expansión.
[6]	Generation Expansion Planning Based on Dynamic Bayesian Network Considering the Uncertainty of Renewable Energy Resources	2019	Problema PEG basada en la teoría de redes dinámicas Bayesianas (BDN).	Modelo Estocástico	Redes públicas de suministro eléctrico	Analiza el desarrollo sostenible de los indicadores de evaluación, planificación y suministro. Se construye un modelo de decisión para planificación de expansión de generación, con múltiples objetivos, considerando el desarrollo sostenible.
[7]	Generation Expansion Planning Model for Integrated Energy System Considering Feasible Operation Region and Generation Efficiency of Combined Heat and Power	2019	Problema PEG incluye la eficiencia de la combinación de potencia y calor (CHP).	Método Analítico	Planificación de expansión de generación para satisfacer la demanda variable de energía, incluyendo calor y electricidad,	El método propuesto optimiza la expansión de generación en sistemas integrados, considerando eficiencia de métodos de cogeneración y con variaciones de carga.
[8]	A Deep Learning-Based Approach for Generation Expansion Planning Considering Power Plants Lifetime	2021	Problema PEG incluye el tiempo de vida útil de las unidades generadoras.	Modelo Estocástico	Redes neuronales, LSTM y BLSTM, para predecir la carga máxima anual de generación de GEP y la planificación de su expansión en 30 años	Se reduce el costo total del problema GEP en un 5.28% y 7.9% para los sistemas de prueba. Además, se reduce un 17% la cantidad total de carbono emitido.
[9]	Generation Expansion Planning with Energy Storage Systems Considering Renewable Energy Generation	2021	Problema PEG con inclusión de almacenamiento de energía	Modelo Estocástico	Programación lineal de un modelo mixto (MILP) simplificado, probando su efectividad en el plan de desarrollo	Planificación de expansión de generación, incluyendo sistemas de almacenamiento de energía, características individuales de las

	Profiles and Full-Year Hourly Power Balance Constraints		(ESSs)		energético de Tailandia.	unidades de generación y restricciones de balance horario de potencia.
[10]	Mixed-integer linear programming models and algorithms for generation and transmission expansion planning of power systems	2021	Problema PEG con formulación big-M	Modelo Estocástico	Modelo de optimización para co-optimizar la expansión de generación y transmisión (GTEP) considerando decisiones operativas, usando algoritmos de descomposición de Benders para mejorar la eficiencia computacional y aplicarlo a ERCOT.	Demuestra con modelos matemáticos, distintas alternativas para el problema de planificación de los siguientes 20 años. Esto incluye principalmente las capacidades solares y eólicas de regiones específicas.
[11]	Distributionally Robust Coordinated Expansion Planning for Generation, Transmission, and Demand Side Resources Considering the Benefits of Concentrating Solar Power Plants	2022	Problema PEG +PET basado en optimización distributiva robusta (DRO)	Modelo Matemático	Expansión del sistema eléctrico (SEP) basado en optimización robusta distributiva (DRO)	Optimización del sistema de generación eléctrica mediante la restricción eólica e inversión en plantas de energía solar.

## **1.2. Fundamentación Teórica**

### **1.2.1. Planificación de sistemas eléctricos**

La planificación de sistemas eléctricos es un proceso fundamental para asegurar el suministro energético de manera segura, confiable y sostenible de energía eléctrica en un país. Su objetivo principal consiste en definir una estrategia de costes mínimos para la ampliación a largo plazo de los sistemas de generación, transmisión y distribución eléctrica [12]. Estos sistemas deben estar adecuados para atender una creciente demanda de consumo, que se pronostica bajo diversos criterios técnicos, sociales y económicos, considerando las políticas vigentes y regulaciones ambientales a nivel local e internacional.

### **1.2.2. Definición y objetivos:**

El principal objetivo de la planificación de sistemas consiste en definir una estrategia de costes mínimos para la ampliación a largo plazo de los sistemas de generación, transmisión y distribución eléctrica. Estos sistemas deben estar adecuados para atender una creciente demanda de consumo, que se pronostica bajo diversos criterios técnicos, sociales y económicos, considerando las políticas vigentes y regulaciones ambientales a nivel local e internacional [13]. Actualmente, la transición hacia sistemas energéticos libres de carbono es una prioridad a nivel mundial, impulsada por acuerdos internacionales como el Acuerdo de París [14].

En cuanto a los criterios técnicos se deben considerar: la expansión de la generación, expansión de la transmisión y la topología de la red. Cada uno de estos factores conlleva una serie de consideraciones que se detallan a continuación.

#### **1.2.2.1. Expansión de la generación.**

La planificación de la generación eléctrica en Ecuador se centra en determinar cómo satisfacer la demanda de energía, empleando fuentes suficientes y diversificadas [15]. Implica la toma de decisiones sobre cuántas y qué tipo de plantas generadoras será necesario construir o repotenciar, dependiendo de su ubicación, tamaño, tecnología y cronograma. Para ello se debe considerar:

Tabla II. Consideraciones en la expansión de la generación.

<b>Proyección de la demanda</b>	Basada en información histórica, modelos de crecimiento económico, tendencias demográficas y cambios en el consumo.
<b>Diversificación de fuentes</b>	Fomenta la independencia energética. Actualmente, Ecuador depende en un 69.1% de hidroeléctricas. Se sugiere integrar fuentes renovables como eólica, fotovoltaica, biomasa y geotérmica para mayor sostenibilidad [16].
<b>Optimización económica</b>	Análisis de gastos, tasas de amortización y recuperación económica relacionadas con la construcción, ampliación, operación y mantenimiento de parques energéticos. [14] [17]
<b>Consideraciones ambientales y sociales</b>	Estudios de impacto ambiental para reducir efectos en ecosistemas y comunidades. Incluye regulación de emisiones, alineada con los Acuerdos de París (Agenda 2030) y objetivos locales al 2040. [14]

Fuente: Autor

### 1.2.2.2. Expansión de la transmisión

La red de transmisión conecta los centros de generación y subestaciones con los grandes centros de consumo. Planificar su expansión implica desarrollar una infraestructura capaz de transportar energía de manera eficiente y segura; implementando redundancias y sistemas de protección para garantizar que la red pueda operar incluso ante fallas o contingencias. Esta expansión depende de la capacidad de transporte, el mantenimiento de los niveles de potencia, la distribución espacial y la resiliencia de las redes [18].

Tabla III. Consideraciones en la expansión de la transmisión.

<b>Capacidad de transporte</b>	Cálculo del flujo máximo de energía que pueden manejar los cables en cada sección, asegurando eficiencia en la transmisión.
<b>Nivel de potencia</b>	Evaluación del porcentaje de pérdidas en transmisión, con diseños que las minimicen. Incluye capacidad para elevar cargas y mantener magnitudes constantes.
<b>Distribución espacial</b>	Consideración de distancias y topografía del terreno para planificar construcción y ampliación de infraestructura eléctrica.
<b>Resiliencia y adaptabilidad</b>	Diseño de redes resistentes a fenómenos naturales, para proteger y garantizar la funcionalidad de la infraestructura.

Fuente: Autor

### 1.2.2.3. Topología o zonificación.

Un sistema de distribución eléctrica es el conjunto de equipos que permiten energizar de forma segura y fiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión, a lo largo del sistema de distribución [12].

La zonificación busca asegurar que la energía llegue a los usuarios finales de manera eficiente, con calidad adecuada y a un costo razonable [17]. Esto incluye tanto áreas urbanas como rurales, privadas y públicas.

Tabla IV. Consideraciones para la expansión de la distribución.

<b>Electrificación rural</b>	Existen zonas rurales que se encuentran demasiado alejadas, a las que se busca brindar abasto, pues por la topografía o falta de planificación no se les ha brindado alcance. En la Figura 1 se puede apreciar que existen muchas zonas del Ecuador a las que no abastece la red eléctrica nacional [18].
<b>Crecimiento demográfico y gestión de la demanda</b>	La expansión de la red de distribución atiende a fenómenos de crecimiento demográfico, pues el aumento de la demanda en ciertas localidades obliga a las distintas empresas a ampliar la distribución de sus servicios [19].
<b>Modernización y flexibilidad</b>	Las redes deben adaptarse a cambios tecnológicos y de consumo, como picos estacionales de demanda y la integración de nuevas tecnologías que modifican los modelos energéticos. [20]

Fuente: Autor

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) ecuatoriano se encuentra dividido de manera geográfica en 4 zonas operativas, de acuerdo con el Plan Maestro de Electricidad [17] la topología se encuentra así: zona nororiental (ZNO), zona noroccidental (ZNX), zona suroriental (ZSO) y zona suroccidental (ZSX). Estas zonas se representan por 4 nodos y sus respectivas líneas de transmisión de interconexión, con lo que abastecen a todo el Ecuador continental incluyendo las interconexiones con nuestros países vecinos por el norte a Colombia y por el sur a Perú, lo descrito se puede evidenciar en la Figura 1.

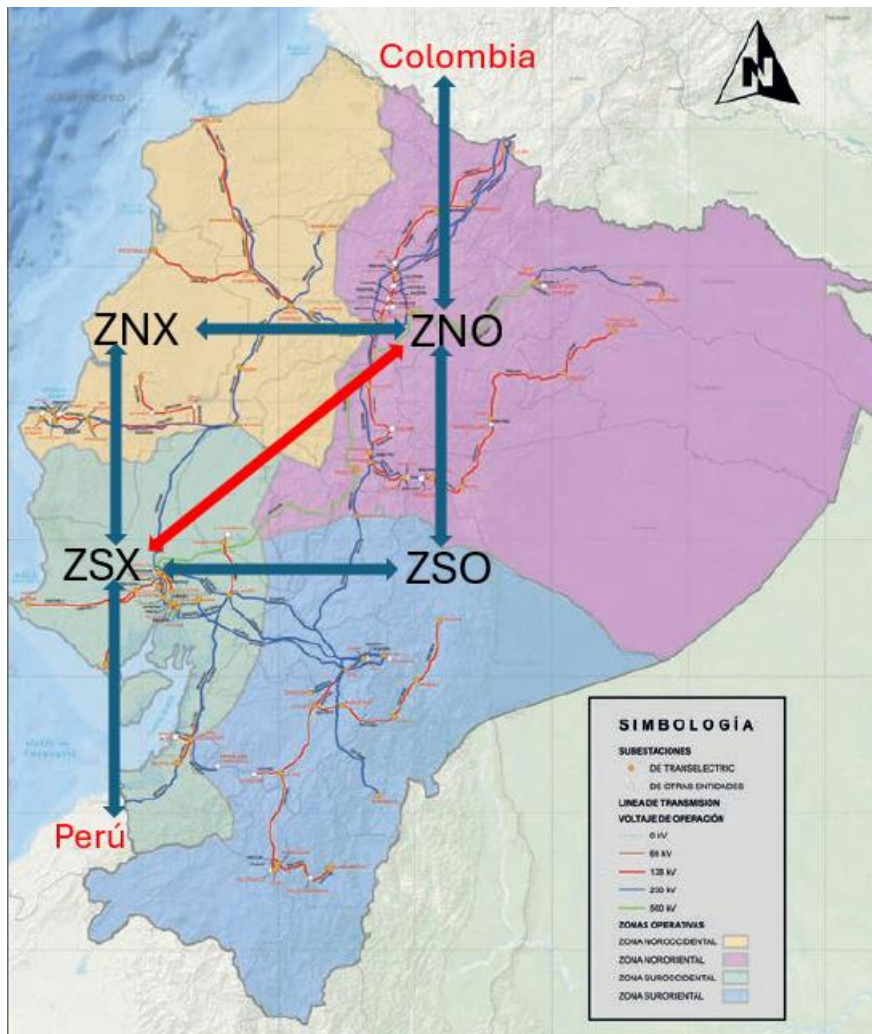


Figura 1. Sistema Nacional de Transmisión – Líneas de transmisión 2024

Fuente: Autor.

Cada una de las zonas se encuentran interconectadas por líneas de transmisión de 230kV, que se desprenden de diferentes subestaciones en cada región, con lo cual se garantiza el flujo de potencia para el abastecimiento a nivel nacional. Sin embargo, también existe una línea de conexión de 500 kV entre ZSX y ZNO. Al analizar estas principales zonas, es posible caracterizar todo el sistema eléctrico ecuatoriano, ya que agrupan varias subestaciones y se omiten los lazos internos de 138 kV y 69kV, puesto que no consideramos flujo de transmisión de potencia interna de cada zona, las interconexiones de cada zona con sus respectivas líneas de transmisión se presentan en la Figura 2.

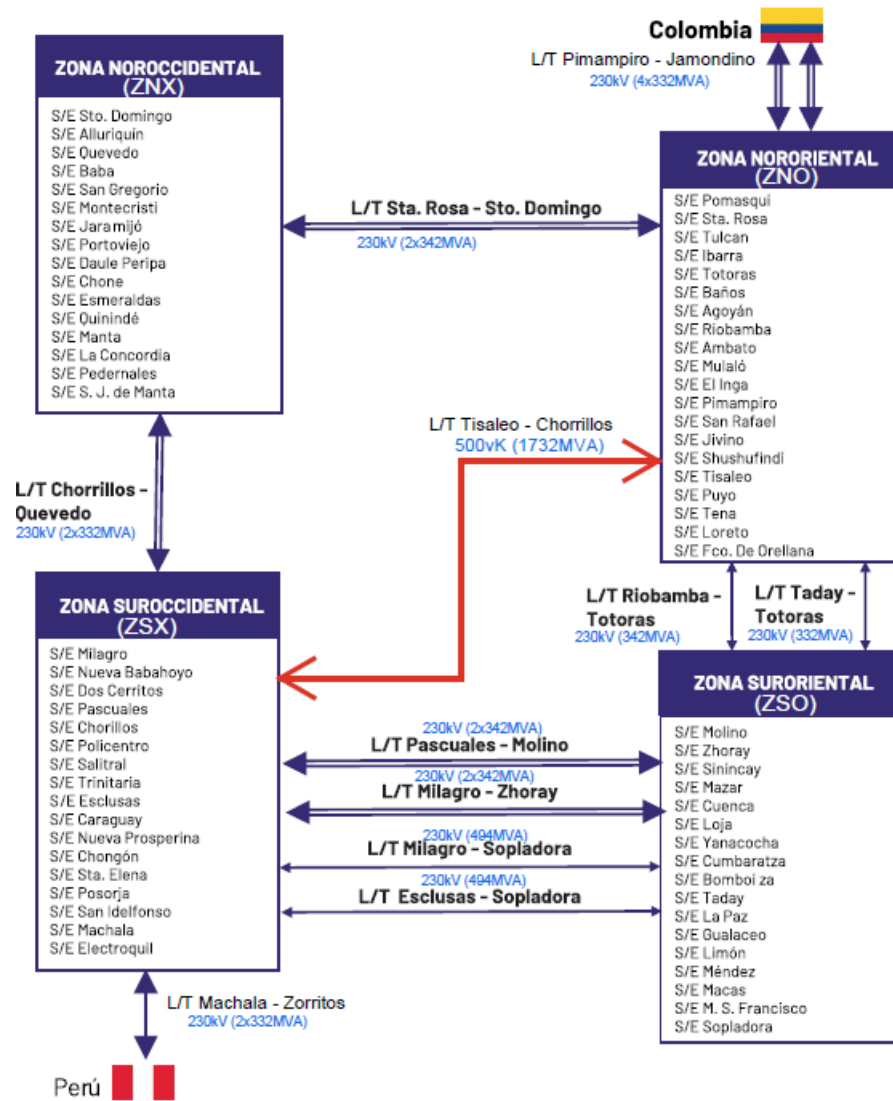


Figura 2. Zonificación e interconexión del SNT 2024

Fuente: Autor.

### 1.2.3. Modelos de planificación

En la planificación de sistemas eléctricos, los modelos matemáticos y computacionales son herramientas fundamentales para tomar decisiones estratégicas, considerando el mínimo costo y mejor operabilidad [15]. Entre los más utilizados se encuentran los modelos determinísticos, probabilísticos y de optimización, cada uno con aplicaciones específicas en función de la naturaleza de los problemas y las incertidumbres involucradas. A continuación, se describen detalladamente estos modelos.

### **1.2.3.1. Modelos determinísticos**

Los modelos determinísticos son aquellos en los que todos los parámetros y variables se consideran conocidos y fijos. No contemplan la incertidumbre y asumen que las condiciones futuras del sistema serán las mismas que las previstas en los datos de entrada [22].

Se caracterizan por su simplicidad pues son fáciles de implementar y resolver matemáticamente, ya que no incluyen variabilidad en los parámetros al utilizar valores únicos para factores como demanda eléctrica, costos de combustibles y potencial de generación. Estos modelos proporcionan resultados válidos cuando las condiciones reales coinciden con las asumidas en el modelo. Generalmente se aplican para la evaluación de escenarios específicos.

### **1.2.3.2. Modelos probabilísticos**

Los modelos probabilísticos integran la incertidumbre y la variabilidad de los parámetros del sistema mediante distribuciones de probabilidad [23]. Reconocen que muchos factores, como la demanda eléctrica o la disponibilidad de recursos renovables, no pueden predecirse con exactitud.

Se caracterizan por incorporar la incertidumbre al modelo. Las entradas se representan como variables aleatorias, lo que permite modelar fenómenos dinámicos [23] como fluctuaciones en la demanda o fallas en la infraestructura. Los resultados en este tipo de modelos no son únicos, sino que incluyen distribuciones de probabilidad que muestran posibles rangos y su probabilidad asociada. Generalmente ofrecen una mejor representación de las condiciones del mundo real.

Este tipo de modelos se emplean en aplicaciones como evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico, probabilidad de pérdida de carga (LOLP), estimación de la capacidad de generación de fuentes renovables, como solar o eólica; o, análisis de riesgo en inversiones de infraestructura eléctrica.

La limitante en el empleo de estos modelos es que requieren de técnicas de procesamiento avanzadas y es necesario contar con datos históricos y distribuciones precisas para las variables de entrada [24].

### 1.2.3.3. Modelos de optimización

Los modelos de optimización buscan identificar las mejores soluciones dentro de un conjunto de posibilidades, maximizando o minimizando una función objetivo bajo un conjunto de restricciones [25]. Son ampliamente utilizados en la planificación de sistemas eléctricos debido a su capacidad para manejar problemas complejos.

Estos modelos requieren una función objetivo (Puede ser minimizar costos, maximizar la eficiencia, reducir emisiones...). Consideran limitaciones físicas (como capacidades de generación y transmisión), económicas (presupuestos) y normativas. Pueden incluir múltiples escenarios o variables interdependientes.

Este tipo de modelos se emplea en problemas de planificación y optimización, en los que se busca mejorar resultados y reducir factores de riesgo. Sin embargo, también posee limitantes. Los resultados de los modelos de optimización dependen de la calidad y precisión de los datos de entrada y son altamente exigentes en términos de tiempo y recursos computacionales [24].

Tabla V. Tipos de modelos matemáticos utilizados en la planificación de expansión de red.

	<b>Determinísticos</b>	<b>Probabilísticos</b>	<b>Optimización</b>
<b>Naturaleza de los datos</b>	Parámetros fijos	Variables aleatorias	Parámetros fijos o aleatorios
<b>Manejo de incertidumbre</b>	No	Sí	Puede incluir incertidumbre
<b>Complejidad computacional</b>	Baja	Moderada-alta	Alta
<b>Aplicaciones comunes</b>	Escenarios simples	Evaluación de riesgos y confiabilidad	Problemas de expansión: maximización y reducción
<b>Limitaciones</b>	Poco realismo	Dependencia de datos estadísticos	Requiere algoritmos avanzados. Dependencia de los datos de entrada

Fuente: Autor

#### 1.2.4. Descarbonización de los sistemas eléctricos

La descarbonización es un proceso que implica la reducción drástica de las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) asociadas con la generación eléctrica. La generación de electricidad es una de las principales fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel global. Según datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA) [26], el sector eléctrico representó aproximadamente el 40% de las emisiones globales de CO<sub>2</sub> en 2020. Esto se debe a la dependencia histórica de combustibles fósiles como el carbón, el gas natural y el petróleo.

La descarbonización busca romper esta dependencia mediante la transformación estructural del sector energético. Implica la transición hacia fuentes de energía renovable, tecnologías de almacenamiento y estrategias de eficiencia energética [27]; lo que resulta indispensable para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París [14] de limitar el aumento de la temperatura global a 1.5 °C por encima de los niveles preindustriales [1]. Sin embargo, existen múltiples retos ligados a este proceso, puesto que las fuentes renovables del Ecuador son directamente dependientes de las condiciones ambientales. Uno de los mayores retos es referente a las fuentes de respaldo, que actualmente se basan en combustibles fósiles.

Tabla VI. Proceso de descarbonización.

<b>ESTRATEGIAS DE DESCARBONIZACIÓN</b>	
<b>Aumento de la capacidad de generación renovable</b>	Integración de tecnologías renovables (solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa) que no producen emisiones directas de GEI y han reducido costos significativamente en la última década. [28].
<b>Desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía</b>	Uso de baterías (iones de litio) y tecnologías emergentes (hidrógeno verde, almacenamiento gravitacional) para balancear oferta y demanda en sistemas intermitentes. [29]
<b>Electrificación de otros sectores</b>	Electrificación de transporte y calefacción para desplazar combustibles fósiles, aumentando la demanda eléctrica y reduciendo emisiones totales. [28]
<b>Mecanismos de captura y almacenamiento de carbono (CCS)</b>	Solución transitoria para reducir emisiones de plantas fósiles existentes hasta su reemplazo por fuentes renovables. [26]

<b>DESAFÍOS/ LIMITACIONES</b>	
<b><i>Inversión inicial elevada:</i></b>	La transición hacia sistemas eléctricos renovables requiere inversiones masivas en infraestructura, investigación y capacitación de personal [15].
<b><i>Resiliencia y seguridad energética:</i></b>	Debido a la débil planificación en la disponibilidad e infraestructura eléctrica, no se puede garantizar la continuidad del suministro ni la confiabilidad de los sistemas [18].
<b><i>Marco regulatorio y político:</i></b>	La falta de políticas claras y coherentes puede retrasar la adopción de tecnologías limpias, especialmente en países en desarrollo [28].
<b><i>Reservas energéticas en base a combustibles fósiles:</i></b>	Actualmente los combustibles fósiles en el país no solo representan una fuente de energía para vehículos, sino que también constituyen la única fuente de reserva energética, que no depende de factores climáticos, sino de la producción e importación; por lo que se podría considerar una fuente de energía constante.

### **EL FUTURO DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DESCARBONIZADOS**

Para alcanzar un sistema eléctrico libre de carbono, es crucial la colaboración entre gobiernos, empresas, instituciones de investigación y ciudadanos. Las políticas públicas desempeñan un papel central, desde el establecimiento de metas ambiciosas de reducción de emisiones, incluyendo la implementación de infraestructuras sostenibles a largo plazo y disponibles en todo el país, hasta incentivos económicos para promover la inversión en energías limpias [2].

Fuente: Autor

#### **1.2.5. El sistema eléctrico ecuatoriano**

Ecuador cuenta con una infraestructura eléctrica compleja, constituida principalmente por fuentes renovables. Cuenta con centrales hidroeléctricas, térmicas, eólicas, de biogás, biomasa, solar e infraestructura física para importaciones de países vecinos. En el año 2023, el país alcanzó una producción neta total de energía de 36.683 GWh, distribuida entre sus distintas fuentes de producción, e importaciones, evidenciado en la Figura 3.

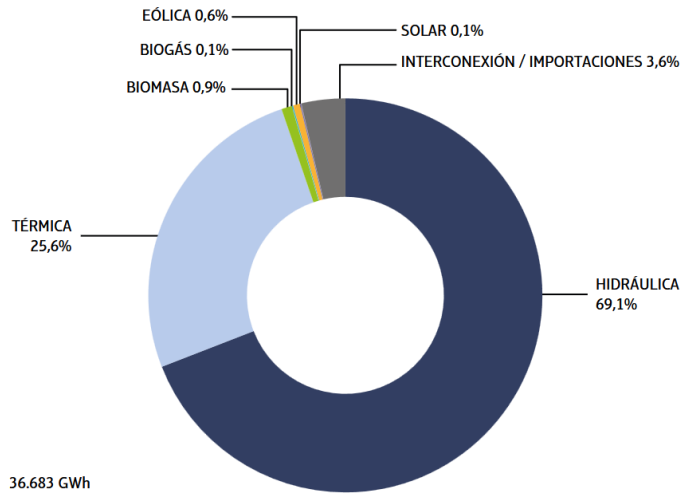


Figura 3. Composición de la generación eléctrica del Ecuador año 2023.

Fuente: [30]

De manera general, se evidencia un crecimiento en la demanda energética, respecto a años anteriores, como se demuestra en la gráfica presentada en la Figura 4. Adicionalmente, en los informes efectuados por el Operador Nacional de Electricidad CENACE [31], se puede evidenciar que la mayoría de la producción energética del país depende de fuentes hidroeléctricas, acorde a la Figura 4.

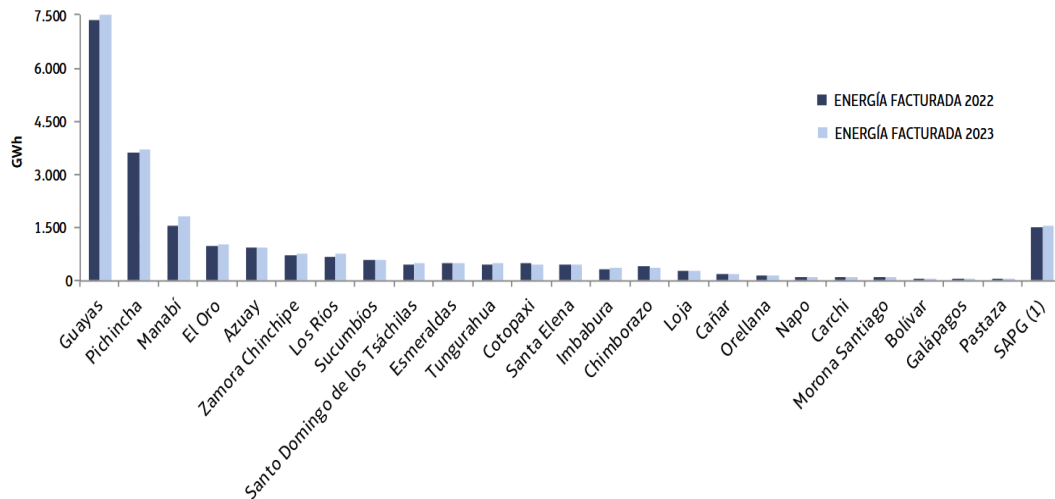


Figura 4. Demanda de electricidad por provincia 2022-2023 (GWh).

Fuente: [30]

### 1.2.6. Marco normativo en Ecuador:

El mapa normativo del sector eléctrico ecuatoriano se creó en el 2021 con el propósito de organizar el marco legal y el regulatorio del sector eléctrico ecuatoriano, a fin de mostrar a los participantes, la estructura del sector eléctrico y la normativa vigente. A continuación, en la Figura 5, se detallan todas las instituciones que conforman el marco normativo de Ecuador en temas energéticos, resaltando su relevancia, jerarquía y legislación.



Figura 5. Mapa Normativo del Ecuador.

Elaborado por: Autor.

Las políticas y regulaciones que impactan la planificación eléctrica en Ecuador buscan asegurar un desarrollo sostenible, eficiente y accesible del sector energético. Algunas de las principales políticas y regulaciones incluyen el Plan Maestro de Electrificación (PME) [15], Ley Orgánica de Energía Eléctrica, la Política Energética Nacional, Normativa de Calidad y Seguridad, Regulación de Tarifas y Subsidios, y, la Ley de Transición Ecológica.

#### **1.2.6.1. Plan Maestro de Electrificación (PME)**

El PME es una herramienta clave de planificación para el sector eléctrico. Su objetivo es definir las estrategias, proyectos y acciones necesarias para asegurar la cobertura eléctrica en todo el país, promover el uso eficiente de la energía y fomentar el desarrollo de fuentes renovables. El PME pretende extender el acceso a la electricidad en zonas rurales y remotas; prioriza la ampliación de centrales de energías renovables no convencionales en la matriz energética; e identifica las inversiones y proyectos prioritarios para el desarrollo de infraestructura eléctrica [15].

El PME vigente en Ecuador (2023-2032) proyecta un crecimiento significativo en la generación de electricidad, con una clara tendencia hacia la diversificación y sostenibilidad. El plan considera el aumento proyectado de la demanda de electricidad, impulsado por el desarrollo económico, la electrificación de sectores como el transporte (movilidad eléctrica) y el crecimiento poblacional.

Para satisfacer esta demanda, se prevé la construcción de 37 centrales eléctricas con un costo aproximado de USD 10 446,570. Este es el valor ponderado en base al cálculo de Valor Actual Neto (npv), también llamado método de anualidad, en el que el gasto total durante todo el período de evaluación consiste en los egresos de inversión y los costos de explotación, que se producen durante dicho periodo. [15]

#### **1.2.6.2. Ley Orgánica de Energía Eléctrica**

Esta ley regula el sector eléctrico ecuatoriano y establece las bases para una gestión sostenible del sistema eléctrico [33]. Busca garantizar:

- **Acceso Universal:** Asegurar que todos los ciudadanos tengan acceso a la electricidad.

- **Regulación y Supervisión:** Establece la Agencia Nacional de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCONEL), encargada de supervisar y regular el mercado eléctrico.
- **Promoción de Energías Renovables:** Fomenta la utilización de fuentes renovables, asegurando una combinación de fuentes energética más limpias y sostenibles a largo plazo.

### 1.2.6.3. Política Energética Nacional

La Política Energética Nacional establece directrices para el uso racional y eficiente de los recursos energéticos. Sus objetivos incluyen:

- **Reducción de Dependencia de Combustibles Fósiles:** Incentivar la transición hacia energías renovables.
- **Desarrollo de Infraestructura:** Mejorar la infraestructura de transmisión y distribución para asegurar un suministro confiable.
- **Integración Regional:** Fomentar la interconexión energética con países vecinos, permitiendo el comercio de electricidad y la seguridad del suministro [30].

### 1.2.6.4. Normativa de Calidad y Seguridad

Existen normativas técnicas que regulan la calidad y seguridad del servicio eléctrico, tales como:

- **Reglamentos de Seguridad:** Establecen las condiciones para la operación segura de las instalaciones eléctricas.
- **Normas Técnicas:** Aseguran la calidad de la energía distribuida, controlando aspectos como la tensión, la frecuencia y la continuidad del servicio.

### 1.2.6.5. Regulación de Tarifas y Subsidios

Las políticas tarifarias buscan equilibrar el costo de la electricidad con la necesidad de mantener la sostenibilidad financiera del sector. Además, existen subsidios para consumidores de bajos recursos, con el fin de garantizar el acceso a la energía eléctrica a toda la población [17].

#### **1.2.6.6. Ley de Transición Ecológica**

La Ley de Transición Ecológica establece objetivos a largo plazo para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y promover el uso de energías limpias. Este marco legal incluye:

- **Fomento de la Energía Solar y Eólica:** Incentivos y apoyo a proyectos de energías renovables no convencionales.
- **Movilidad Eléctrica:** Impulso al uso de vehículos eléctricos y la infraestructura necesaria para su carga.

#### **1.2.7. Energías renovables en Ecuador:**

El Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, afirma que hasta el año 2024, el 92% de la generación de energía en el país proviene de centrales hidráulicas, el 7% de fuentes térmicas y el 1% de fuentes no convencionales, como fotovoltaica, eólica, biomasa, biogás, geotérmica, entre otras. Todas, fuentes de energía amigables con el medio ambiente, que en conjunto y en operaciones normales, son capaces de satisfacer la demanda nacional de electricidad.

El departamento de Energía y Recursos Naturales no Renovables, a través del convenio ministerial número. MERNNR-VEER-2021-0008-AM [34], otorgó su aprobación para la modernización de la ampliación de producción de su Plan Maestro de Electricidad (PME) hasta 2030. El documento tiene como objetivo asegurar la satisfacción de la demanda energética en los años venideros, dando prioridad a la utilización de recursos renovables, con la inclusión de aproximadamente 1.440 MW (megavatios), más allá de la que ya está prevista para ingresar al Sistema Nacional Interconectado.

#### **1.2.8. Impacto de las emisiones en el sector eléctrico:**

La planificación energética del Ecuador está influenciada significativamente por las emisiones de CO<sub>2</sub>, ya que el país, como parte de la comunidad internacional, ha adoptado compromisos para mitigar el cambio climático. Estos compromisos incluyen estrategias para reducir la huella de carbono y transitar hacia un sistema energético más

limpio y sostenible. La transición hacia fuentes limpias, como la energía hidroeléctrica, eólica, solar y biomasa, es clave en este contexto.

Ecuador ratificó el Acuerdo de París, comprometiéndose a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Esto implica diseñar políticas energéticas que favorezcan fuentes de baja emisión de CO<sub>2</sub>, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles. La Estrategia Nacional de Cambio Climático y el Plan Nacional de Energía 2030 [17] priorizan fuentes renovables y tecnologías más eficientes.

Ecuador sigue dependiendo parcialmente de plantas termoeléctricas que generan emisiones significativas de CO<sub>2</sub>, principalmente porque constituyen una fuente de energía de reserva, en caso de presentarse irregularidades con las fuentes naturales. Sin embargo, en la actualidad presentan grandes fallas por falta de mantenimiento, que no se ha realizado en los últimos 5 años. La planificación energética, en teoría, incluye la sustitución gradual de estas plantas por opciones más limpias, considerando la abundancia de recursos renovables de la zona. No obstante, en los últimos meses el Ecuador ha sido testigo de la intermitencia que presentan las fuentes renovables, por lo que, en la actualidad se planea, diversificar un gran porcentaje de las fuentes de energía. La generación local de energía limpia disminuye la dependencia de combustibles y energías importadas. Por esta razón, es que en la actualidad existen varias iniciativas que impulsan el desarrollo de proyectos eólicos (por ejemplo, el parque eólico Villonaco, provincia de Loja) y solares (como los proyectos que se encuentran en portafolio para las provincias de Imbabura, Pichincha, Cotopaxi y Chimborazo). También se han generado incentivos para micro generación y sistemas de energía distribuida, como paneles solares residenciales [35].

#### **1.2.8.1. El Factor de Emisión de CO<sub>2</sub>.**

El Factor de Emisión es un informe anual realizado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) que estima la cantidad de CO<sub>2</sub> emitida por cada kilovatio-hora (kWh) generado en el sistema eléctrico nacional. Este indicador refleja la proporción de fuentes térmicas y renovables en la generación eléctrica. En la Figura 6, a continuación, se evidencia el acumulado de las toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas al ambiente

por el abastecimiento de la demanda eléctrica del país, desde el año 2016 al 2023. De manera general, se puede evidenciar que en años donde la generación hidroeléctrica domina, el Factor de Emisión disminuye significativamente. Mientras que, en períodos de sequía, cuando aumenta el uso de termoeléctricas, este valor incrementa [36].

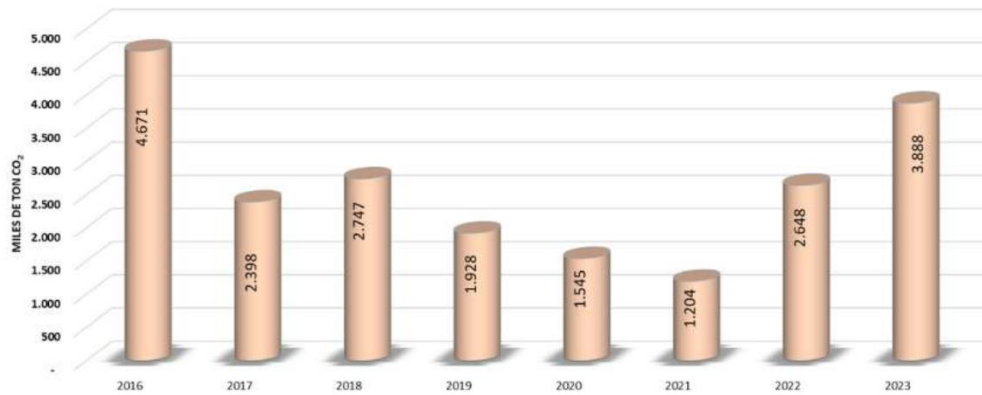


Figura 6. Histórico de toneladas de CO2 emitidas al ambiente.

Fuente: CENACE [36]

Las fuentes de información empleadas para el cálculo del Factor de Emisión de CO2 del S.N.I. del Ecuador son las siguientes:

Tabla VII. Factores que influyen en el cálculo de emisiones de CO2.

$FC_{i,m,y}$	La cantidad de combustible fósil utilizado por las unidades de generación conectadas a la red eléctrica
$FG_{m,y}$	La energía neta generada por cada unidad de generación conectada a la red eléctrica
$NCV_{i,y}$	Calor específico neto de los combustibles

Además de estos datos, entre algunos de los puntos más relevantes del informe destaca:

- **Cálculo de emisiones:** Permite a empresas y entidades medir sus emisiones indirectas asociadas al consumo eléctrico [36].
- **Evaluación de proyectos:** Es fundamental para proyectos de compensación de emisiones y generación de certificados de energía limpia [36].
- **Monitoreo del progreso:** Sirve como referencia para analizar la efectividad de las políticas de transición energética [36].

Este informe es fundamental para evaluar la huella de carbono del sistema y constituye una fuente de datos que guían la transformación energética, monitorean el progreso y fomentan una mayor responsabilidad ambiental en la planificación energética. Ayuda al gobierno y al sector privado a identificar las áreas donde se debe priorizar la inversión en renovables. Al evidenciar la huella de carbono, fomenta un cambio hacia prácticas más sostenibles. Y, constituye un indicador de avance hacia los compromisos internacionales y objetivos de reducción de emisiones.

#### **1.2.8.2. Plan Nacional de Desarrollo**

El Plan Nacional de Desarrollo de Ecuador integra objetivos de sostenibilidad ambiental, con un enfoque particular en la mitigación del cambio climático y la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Este plan se alinea con los compromisos internacionales del país, como el Acuerdo de París, y busca promover un modelo de desarrollo bajo en carbono. En el marco de este plan, Ecuador ha establecido Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC), que definen las metas de reducción de emisiones y las acciones concretas para alcanzarlas.

Ecuador ha establecido compromisos claros para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para el año 2030, en el marco de sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC). La meta de reducción de emisiones de GEI alcanza un 7% a través de esfuerzos nacionales, con la posibilidad de incrementar un 8% adicional con apoyo de la cooperación internacional. En base a las proyecciones e históricos del país este valor corresponde a un aproximado de 2 000 000 Ton anuales [37].

## **CAPÍTULO 2**

### **PROPUESTA**

En este capítulo se desarrolla la propuesta; en la Sección 2.1 se menciona el título; “Análisis de la expansión de la generación de Ecuador considerando políticas de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> dentro del período 2024 a 2040”. En la Sección 2.2, el objetivo de la propuesta es el de analizar y pronosticar la expansión de la generación para el período propuesto con el uso del modelamiento con la Formulación matemática del Modelo de Planificación Eléctrica (EPM) del Banco Mundial con la finalidad de obtener la minimización de los costes de la expansión de potencia. En la Sección 2.3 la justificación se verifica el modelo propuesto para realizar la expansión de la generación enfatizando el impacto de las emisiones de CO<sub>2</sub> y los costes de penalización por energía no suministrada o exceso de despacho con estas nuevas restricciones se modela la red ecuatoriana. En la sección 2.4 se mencionan aspectos fundamentales que amparan la ejecución de la propuesta, resaltando la aplicación de diferentes herramientas adecuadas para todo el desarrollo de la misma, así como aspectos técnicos y viables que respalden los respectivos análisis experimentales, que sean necesarios para solucionar el problema planteado en la presente investigación. A continuación, en la Sección 2.5 se detalla todo el desarrollo de la metodología con herramientas como GAMSpy que combina el sistema de ejecución GAMS de alto rendimiento con el lenguaje abierto de Python, creando un poderoso paquete de optimización matemática. Con estas herramientas se procederá a la construcción de la base de datos necesarios para establecer los algoritmos matemáticos necesarios.

#### **2.1. Título de la propuesta.**

Análisis de la expansión de la generación de Ecuador considerando políticas de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> dentro del período 2024 a 2040.

#### **2.2. Objetivo de la propuesta.**

Analizar la expansión de generación del sistema eléctrico de Ecuador considerando restricciones medioambientales y factores de penalización basado en el Plan Maestro

de Electricidad en el período comprendido de 2024 hasta 2040.

Una vez que se aplica el modelo, el principal objetivo es minimizar los costos totales del sistema eléctrico, lo cual incluye los costos de inversión en nuevas plantas y las operaciones de las plantas existentes, mientras se satisface la demanda en cada momento y se cumplen con las restricciones técnicas permitiendo reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>.

### **2.3 Justificación de la propuesta.**

De acuerdo con el Plan Maestro de Expansión de la generación del Ecuador se determinan las unidades generadoras que deberán ser puestas en servicio en determinados años, con el uso del modelamiento matemático EPM se consideran restricciones medioambientales con lo cual se abastecerá la demanda que siempre se encuentra en crecimiento asegurando la continuidad del abastecimiento de energía al menor costo con y también con el menor impacto económico.

Los aspectos medioambientales y penalizaciones por el no uso de fuentes de energía renovable dan origen al problema de un nuevo modelamiento para la planificación de expansión de la generación para esto se requiere de procesos acertados de optimización con lo cual se modelará la red del sistema ecuatoriano teniendo como base lo planificado en el Plan Maestro de Electricidad el cual no incluye restricciones de priorización de consumo de fuentes de energía renovable, el EPM utiliza un modelo central de programación entera mixta multicanal, para minimizar los costes totales descontados de capex y opex.

Con la propuesta planteada se pretende definir un nuevo plan para expandir la generación del sistema ecuatoriano, para lo cual se han dividido por zonas operativas de acuerdo a la forma de operación del sistema de transmisión ecuatoriano, con enlaces principales entre zonas definidas por la capacidad de la línea de transmisión instaladas.

### **2.4 Fundamentación de la propuesta.**

El Modelo de Planificación Eléctrica (EPM) del Banco Mundial es una herramienta utilizada para la expansión y despacho de capacidad de generación a largo plazo,

considerando varios años y zonas. Su objetivo principal es minimizar la suma de los costos de generación tanto fijos (incluyendo los costos de capital anualizados) como los costos variables (descontados en el tiempo) para todas las zonas y años involucrados, sujeto a las siguientes restricciones:

- La demanda debe ser igual a la suma de la generación y la energía no atendida.
- La capacidad disponible se determina por la capacidad existente, la nueva capacidad y la capacidad retirada.
- La generación no debe exceder los límites máximos y mínimos de producción de cada unidad.
- Existen restricciones en la generación debido a los límites de rampas de subidas y bajadas en porcentajes de operación.
- Las reservas giratorias se comprometen cada hora para compensar errores de previsión, así como las limitaciones de generación renovable por la disponibilidad horaria de la energía eólica y solar.
- La energía sobrante puede almacenarse en unidades de almacenamiento para ser liberada posteriormente o intercambiarse entre las zonas.
- Se toman en cuenta la topología de la red de transmisión y los límites de potencia de las líneas de transmisión.

El modelo algebraico propuesto se utiliza principalmente para planificar la expansión del sistema eléctrico de la manera más costo-efectiva, así como para realizar análisis de despacho. El modelo central del sistema utiliza programación entera mixta multizonal, implementada en el lenguaje abierto de Python y combinado con la ejecución de solvers en GAMS.

El modelo optimiza tanto la expansión de la generación en los años de planificación, como el despacho subyacente de la generación, considerando tanto los activos existentes como los nuevos. Además de las decisiones sobre la adición de capacidad de generación y transmisión, el despacho y los flujos de energía, el modelo también co-optimiza la provisión de reserva giratoria de los generadores.

## **2.5 Desarrollo de la metodología.**

El propósito de este proyecto es la obtención de un plan de expansión de la generación para el sistema eléctrico ecuatoriano durante el período de los años comprendidos de 2024 hasta el 2040 utilizando los datos de las centrales proyectadas del PME en el cual se cumplan los balances de potencia sin violar los límites de capacidades de los enlaces de transmisión multizonal cumpliendo con la minimización de precio de la expansión tomando en cuenta los costos fijos y variables de cada una de las centrales clasificándolas por su tipo de fuente.

## **2.6. Fundamentación Metodológica**

Este apartado describe el Enfoque Metodológico cuantitativo, adoptado en la presente investigación. Además, en la sección 2.7.3 se describirá el modelo de optimización empleado para el análisis, las variables utilizadas, los datos de entrada con que se alimenta el modelo y la justificación de su uso. También se deja un apartado destinado a la validación del modelo mediante indicadores clave; para finalmente, destacar en el punto 3.3, los Métodos de Evaluación Ambiental, en el cual se revisarán diferentes enfoques para analizar el impacto ambiental de las políticas energéticas.

### **2.6.1. Enfoque de la investigación**

La presente investigación tiene un enfoque cuantitativo. Este tipo de enfoque parte de una hipótesis, de la cual se genera conocimiento objetivo. Comúnmente se asocia con la recolección de información en un contexto estadístico, a fin de explicar y predecir fenómenos mediante datos numéricos que se surgen de un proceso deductivo; empleando herramientas como medición, cálculo, análisis matemático y estadístico.

A lo largo de este informe se destaca el uso de modelos matemáticos y datos históricos para deducir la mejor ruta de planificación energética, que le permita al Ecuador cumplir con sus objetivos de generación, expansión, abasto y reducción de emisiones, considerando factores como costo de generación e infraestructura, crecimiento poblacional, aumento de la demanda, y políticas públicas.

## 2.7. Introducción.

El desarrollo metodológico que se realizó en la presente propuesta para el problema de la expansión de la generación utilizando el modelamiento algebraico EPM, consta de diversas etapas, que se detallan en la Figura 7.

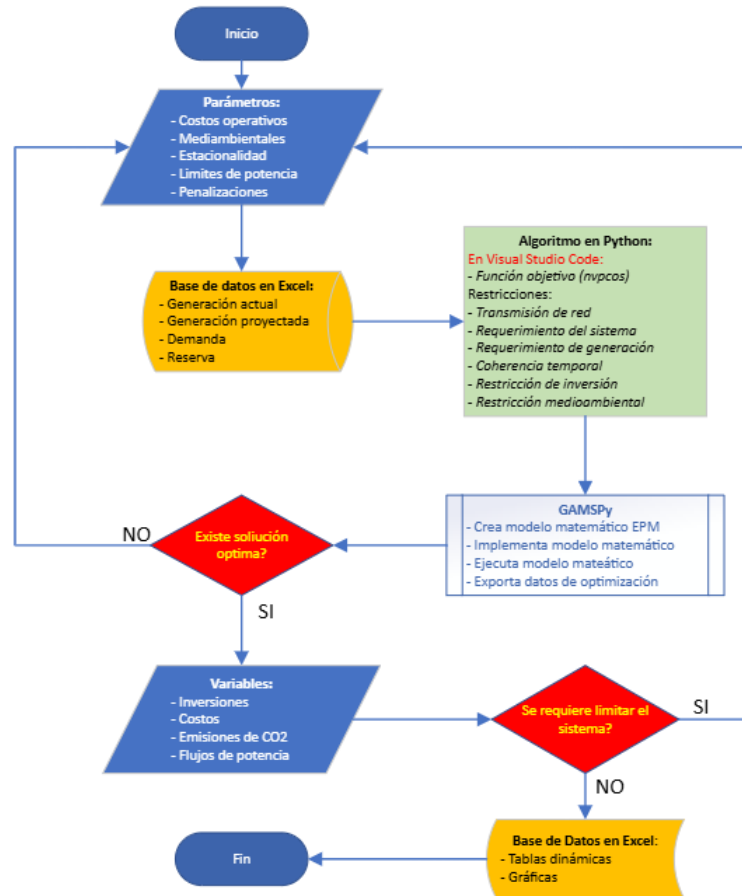


Figura 7. Diagrama de flujo para el PEG en el periodo 2024 – 2040.

Para poder realizar el modelamiento del problema es necesario el conocimiento de la modelación matemática de los problemas de PLEM y un entendimiento de los parámetros y variables a ser empleados en función de sus conjuntos y subconjuntos declarados; se debe tener claro la definición de cada valor para declararlo limitante del problema definiéndolo como positivos o enteros de acuerdo a su uso.

En el desarrollo del modelo, la herramienta que se utiliza como base de datos de la interfaz de entrada es el Excel en el cual se encuentran los datos de generadores existentes y proyectados, demanda horaria y anual dividida por estacionalidad, en el

presente trabajo no se considera estacionalidad distinta puesto que Ecuador no tiene grandes cambios climáticos; sin embargo, se reduce la disponibilidad de las centrales hidroeléctricas para considerar un estiaje, también se encuentran los datos y enlaces zonales y los parámetros de penalizaciones y restricciones operativas de las centrales; así como límites de generación a ser construidas con sus respectivos límites de emisiones de dióxido de carbono.

Para poder realizar el modelamiento matemático EPM se utiliza el editor Visual Estudio Code, mismo que permite aplicar el lenguaje abierto de Python, la extracción de los datos se realiza mediante la librería pandas misma que permite cargar, modelar, analizar y manipular los datos extraídos desde el Excel hacia el editor de código abierto. Con GAMSPy se puede optimizar todo el proceso de modelado, que incluye desde la entrada de datos y preprocesamiento hasta la implementación del modelo matemático, seguido de postprocesamiento y visualización, todo en el entorno de Python. GAMSPy permite aprovechar bibliotecas populares de Python, como Numpy, Pandas y Networkx, para manipular y visualizar datos de manera eficiente y cómoda. Además, ofrece la posibilidad de importar y exportar datos y resultados de optimización en una amplia variedad de formatos.

Finalmente, los resultados que se obtienen por medio del optimizador GAMS son extraídos y enviados a una hoja de cálculo de Excel los cuales son manipulables, creando tablas dinámicas podemos extraer la información necesaria para mostrar los valores importantes del problema de planeamiento de expansión de la generación.

### **2.7.2. Modelo de optimización**

El Electricity Planning Model (EPM) o modelo de planificación de la electricidad, fue desarrollado por el Grupo de Planificación de Sistemas de Energía, integrado en el Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP) del Banco Mundial [37] [38]. Este modelo es una herramienta de planificación de sistemas de energía que ayuda a la toma de decisiones. Se presenta como un modelo de expansión y despacho de capacidad a largo plazo, plurianual y multi zona; capaz de optimizar la expansión de la capacidad energética, sobre una base anual. Este modelo busca

minimizar los costos de expansión y operación de un sistema de energía, considerando los costos fijos, variables y los costos de combustible; al mismo tiempo que cumple con los requisitos técnicos, económicos y ambientales. Se utiliza sobre todo para realizar planes de expansión al menor coste, así como análisis de despacho.

### **2.7.3. Descripción del modelo:**

EPM está formulado en el General Algebraic Modeling System (GAMS) [39], utiliza una interfaz en Excel para la entrada y salida de datos. En este caso particular, se ha empleado el lenguaje de programación Python para formular el problema, leer los datos, y llamar al optimizador GAMS Py, que cual ejecuta el modelo matemático y realizar las interacciones entre variables. Todos los datos de entrada se proporcionan a través de una base de datos en Excel y, de la misma manera, los resultados se recopilan en un archivo de salida del mismo tipo.

El modelo optimiza el despacho de potencia eléctrica, así como su expansión en la generación, en base anual. Para ello se consideran costos fijos y variables.

Además, EPM co-optimiza las reservas y la generación, asignando reservas giratorias entre los generadores, y permite evaluar el impacto de diversas políticas, como límites de emisiones, restricciones de combustible, requisitos de reserva giratoria, límites de transmisión, límites de rampa o precios del carbono.

Este modelo matemático aborda el despacho de los generadores, decide las actividades por zona geográfica y el intercambio entre ellas. También optimiza los recursos en conjunto, lo que permite asignar reservas en circulación entre los generadores. Permite probar el impacto de diferentes políticas, por ejemplo, límites de emisiones, límites de combustible y de importación en función de la capacidad de los enlaces de conexión, requisitos de reserva giratoria, topes de transmisión, límites de rampa o precios del carbono, sobre la evolución y los costos del sistema eléctrico. Tomar en cuenta todos estos factores, es fundamental para incluir la información necesaria en el modelo matemático.

### 2.7.3.1. Aplicación del modelo

Los datos de entrada se proporcionan a través de un archivo de Excel, que es la base para configurar los datos necesarios para el modelo EPM. El documento de entrada posee varias pestañas organizadas de manera secuencial para que los usuarios puedan definir todos los parámetros relevantes en la planificación y simulación del sistema eléctrico. Es recomendable completar cada pestaña de este archivo de manera secuencial.

Entre los puntos relevantes del archivo, destacan los indicados en la tabla 8.

Tabla VIII. Parámetros de configuración para el modelo EPM.

<b>Parámetros globales del sistema eléctrico.</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Años del horizonte de planificación (Y).</li><li>• Moneda y unidad base para los cálculos (por ejemplo, USD y MW).</li></ul>
<b>Proyección de la demanda eléctrica en el horizonte de planificación</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Demanda anual o por intervalos temporales (q).</li><li>• Variación horaria o diaria (curvas de carga representativas).</li><li>• Tasa de crecimiento esperada</li></ul>
<b>Unidades de generación actuales en el sistema</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Capacidad instalada por unidad (MW).</li><li>• Tipo de tecnología (eólica, solar, hidroeléctrica, térmica, etc.).</li><li>• Eficiencia, costos de operación y mantenimiento (O&amp;M).</li><li>• Factores de disponibilidad y factores de capacidad.</li><li>• Emisiones asociadas (si corresponde) (Ton CO<sub>2</sub>).</li></ul>
<b>Nuevas Tecnologías: Opciones de expansión tecnológica disponibles</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Tipos de tecnología que podrían instalarse (y costos asociados).</li><li>• Límites en la capacidad máxima instalable. (MW)</li><li>• Cronograma y vida útil de las nuevas instalaciones (Y).</li></ul>
<b>Fuentes de combustible y sus costos para las plantas generadoras térmicas</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Tipos de combustible (carbón, gas, petróleo, gasolina, diésel, etc.).</li><li>• Costos de suministro y transporte.</li><li>• Restricciones en el uso (por ejemplo, disponibilidad limitada o políticas ambientales).</li></ul>
<b>Políticas y Restricciones: Escenarios de política energética</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Límite de emisiones de carbono.</li><li>• Requerimientos de energías renovables (porcentaje de generación renovable).</li><li>• Políticas de subsidios o impuestos a ciertas tecnologías.</li></ul>
<b>Costos y parámetros financieros: Incluir información económica y financiera relevante</b>

- 
- Costos de capital, operación y mantenimiento (fijos y variables) (MUSD).
  - Factores de descuento y periodos de análisis.
  - Impacto de precios del carbono (si corresponde).
- 

**Requisitos de reserva giratoria y estándares de confiabilidad**

---

- Porcentaje de reserva necesario.
  - Asignación de reservas por tecnología.
  - Factores de rampa de los generadores.
- 

**1. Definir cómo se generarán los resultados esperados**

---

- Indicadores clave (costos totales, costos de generación, emisiones, etc.).
  - Desglose por tecnología y tipo de combustible.
  - Escenarios específicos para modelar.
- 

Una vez se complete correctamente la parametrización del modelamiento, se puede ejecutar el algoritmo en Python para con ello usar la librería GAMSpy y con sus optimizadores encontrar la solución al problema EPM.

**2.7.3.2. Función objetivo**

La función objetivo del modelo EPM tiene como fin minimizar los costos totales asociados con la expansión y operación del sistema eléctrico, asegurando al mismo tiempo el cumplimiento de los requisitos técnicos, económicos y ambientales del sistema. En el presente estudio, la función objetivo se utiliza para calcular el costo total de un plan de expansión de la generación de energía dentro del período requerido. El objetivo del modelo es encontrar el PEG que minimice el costo neto presente, asegurando que se tengan en cuenta los efectos del valor del dinero en el tiempo, lo que es esencial para una planificación a largo plazo.

La función objetivo del modelo, expresada en la ecuación (1), busca calcular el valor total de todos los costos incurridos en el PEG durante el período de planificación proyectados a su valor presente (npvcost). La proyección se realiza con una valoración en base a inflación e inversiones históricas, en donde se consideran varios factores; como la Tasa de retorno anual (ReturnRate<sub>Y</sub>), Relevancia de una central en cada año (WeightYear<sub>Y</sub>) y el Costo total anual de las zonas (totalcost<sub>Z,Y</sub>).

**Función objetivo:** 
$$\text{npvcost} = \sum_{Z,Y} \text{ReturnRate}_Y \times \text{WeightYear}_Y \times \text{totalcost}_{Z,Y} \quad (1)$$

En donde los sufijos Y se refieren al año y los sufijos Z, a las zonas. El desglose de esta función y sus componentes, se pueden revisar con mayor detalle en la formulación matemática que se encuentra en el Anexo 1: Formulación de la función objetivo

### **2.7.3.3. Restricciones Técnicas:**

En este apartado se describen todas las limitaciones y restricciones del modelo EPM y las ecuaciones empleadas en el programa, la formulación de estas se encuentra en el Anexo 3: Formulación de restricciones

#### **a) Restricción de transmisión de red**

Se describen las limitaciones fundamentales del EPM, asegurando un equilibrio entre la generación y la demanda de electricidad, al mismo tiempo que respetan las restricciones físicas y económicas del sistema. La ecuación (14) establece el balance energético, considerando la generación total, las transferencias entre zonas, las pérdidas de transmisión, la demanda no satisfecha y los excedentes, todo ello para igualar la demanda ajustada por eficiencia. La ecuación (15) impone un límite a la capacidad de transmisión entre zonas, evitando sobrecargas en las líneas. Finalmente, Las ecuaciones (16) y (17) regulan las importaciones y exportaciones de electricidad, estableciendo toques máximos en función de la demanda, lo que refleja limitaciones de infraestructura o políticas comerciales. En conjunto, estas fórmulas garantizan que el EPM produzca soluciones viables y realistas para la planificación del sistema eléctrico.

#### **b) Requerimientos del sistema**

Este grupo de restricciones son para la operación y planificación de un sistema eléctrico, enfocándose en la suficiencia de reservas y la capacidad de transmisión. La ecuación (18) asegura que la suma de las reservas de generación, la reserva de respuesta secundaria no satisfecha y la capacidad de transmisión no utilizada entre zonas sean suficientes para cubrir la reserva de respuesta secundaria requerida con un porcentaje (20%) de la generación total. La ecuación (19) limita las reservas de generación a un porcentaje de la capacidad instalada, multiplicada por un factor de disponibilidad. La ecuación (20) garantiza que la capacidad total de generación, la reserva de respuesta no satisfecha y la capacidad de transmisión no utilizada sean suficientes para satisfacer

la demanda total multiplicada por un factor de reserva de planta. En conjunto, estas ecuaciones aseguran la confiabilidad del sistema, garantizando reservas adecuadas y respetando los límites de capacidad de generación y transmisión.

### **c) Restricciones de generación**

Son las limitaciones y restricciones operativas de las centrales eléctricas en el modelo de planificación. La ecuación (21) establece que la generación total y las reservas no pueden exceder la capacidad de la central, ajustada por un factor de sobrecarga. La ecuación (22) limita las reservas a un porcentaje de la capacidad instalada, considerando la disponibilidad de la central. Las ecuaciones (23) y (24) regulan las rampas de subida y bajada de la generación, asegurando que los cambios sean graduales y dentro de los límites de la central. La ecuación (25) establece un límite mínimo de generación para garantizar la estabilidad operativa. Finalmente, la ecuación (26) limita la energía total generada durante un período, considerando la disponibilidad y la capacidad de la central. En conjunto, estas ecuaciones aseguran que la operación de las centrales sea factible y segura.

### **d) Coherencia temporal para insertar y retirar generación en el sistema eléctrico**

Las ecuaciones que describen cómo la capacidad instalada de las centrales eléctricas evoluciona a lo largo del tiempo, considerando retiros como indica la ecuación (27), nuevas construcciones y comisionamientos de acuerdo con lo formulado en (28). La capacidad se actualiza anualmente, disminuyendo por retiros establecido en la ecuación (29) y aumentando por nuevas construcciones como se determina en la ecuación (30). Las centrales nuevas mantienen su capacidad inicial, mientras que las retiradas tienen capacidad cero. En el año presente, la capacidad de una nueva central es igual a su construcción establecido en la formulación (31), y antes de comisionarse, la capacidad es cero como se ajusta en la ecuación (32). Estas reglas simulan la dinámica de expansión en función de la planificación del PME para el parque de generación eléctrica ecuatoriano.

#### **e) Restricciones de inversión**

En cuanto a las inversiones, las ecuaciones modelan la construcción y el costo del nuevo parque de generación eléctrica. La ecuación (33) limita la nueva capacidad instalada a un máximo predefinido. La ecuación (34) restringe la construcción anual según un límite anual y un factor de ponderación. La ecuación (35) determina la capacidad construida en función de una capacidad discreta o en bloque y una variable de construcción. La ecuación (36) establece que la capacidad es cero antes de su puesta en servicio. La ecuación (37) calcula el consumo de combustible en función de la duración, la tasa de calor y la generación. La ecuación (38) limita el gasto de capital para nuevas construcciones, considerando la tasa de retorno, el factor de recuperación de capital y el costo de la capacidad. En conjunto, estas ecuaciones aseguran que la expansión del parque de generación sea realista, económica y factible.

#### **f) Políticas Medioambientales**

Finalmente, se consideran las limitaciones ambientales, acorde a las políticas nacionales. En este caso las ecuaciones consideran el cálculo y la limitación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un sistema eléctrico. La ecuación (39) determina las emisiones de CO<sub>2</sub> por zona operativa, sumando la generación de cada central multiplicada por su tasa de calor, el factor de emisión de carbono del combustible y la duración del período. La ecuación (40) calcula las emisiones totales del sistema, sumando las emisiones de todas las zonas. La ecuación (41) establece un límite máximo para las emisiones por zona, asegurando que no excedan un tope predefinido. En conjunto, estas ecuaciones permiten modelar y controlar la producción de gases de efecto invernadero en el sistema eléctrico, facilitando la planificación hacia una transición de fuentes de energía más limpias.

#### **2.7.4. Tratamiento de datos de entrada**

En el sector eléctrico existen varias etapas que el suministro de energía eléctrica debe cumplir para el abastecimiento de energía al consumidor final; en este sentido, existe una demanda proyectada por el PME para los años 2013 hasta el 2032; en el cual se

indica haber considerado la información por históricos y la respectiva proyección en función de indicadores económicos y estadísticos tomando en cuenta los escenarios políticos, proyectos y otras acciones para la respectiva tendencia de un crecimiento futuro. Los valores de potencia expresados están referidos a los bornes del generador; para el estudio de demanda se ha considerado la hipótesis 2 donde se encuentran vinculadas las actividades como camaronera, minera, urbanística, petrolera, bombeo, movilidad eléctrica, esto con la finalidad de considerar la mayor cantidad de energía a satisfacer.

Para determinar la demanda durante el período de estudio propuesto se ha realizado una proyección progresiva de demanda desde el año 2032 hasta el año 2040 para lo cual se utilizó la media móvil con una tasa de crecimiento constante puesto que se tiene conocimiento de los patrones de consumo del PME, éste método nos permite filtrar ruidos en nuestra tendencia a más de ello es una herramienta esencial para comprender la dinámica del mercado a largo plazo, la tabulación realizada se puede observar en la Figura 8 de la siguiente manera.

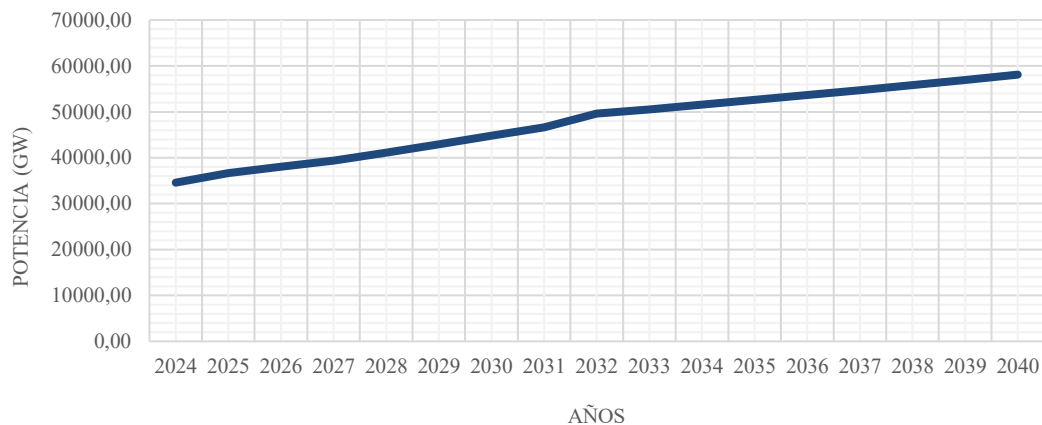


Figura 8. Demanda eléctrica para el período 2024 – 2040.

Partiendo del año inicial de estudio, en la Figura 9 se muestran los aportes de la generación diversificada por su tipo de combustible que utiliza para la conversión de energía, en donde se puede apreciar que la mayor parte del parque generador eléctrico ecuatoriano se compone por la generación hidroeléctrica seguida por la generación termoeléctrica con muy poco aporte por parte de generación de energías renovables no

convencionales como son las centrales fotovoltaicas, eólicas y de biomasa; lo citado hace que Ecuador sea un país muy dependiente de su hidrología por encontrarse en la región andina.

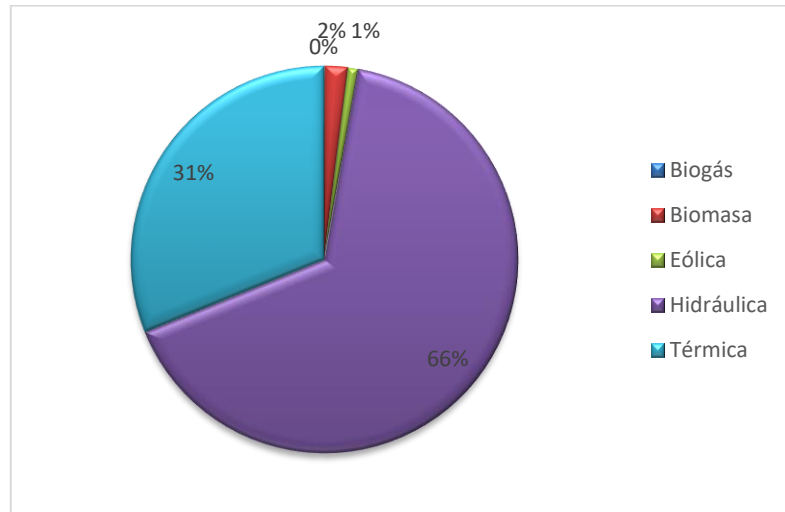


Figura 9. Aporte de generación por tipo de fuente instalada 2024.

En la Figura 10 se presentan los valores de generación instalada en los bornes de generación que se encuentran actualmente operativos en el SNT los cuales se pueden apreciar a continuación.

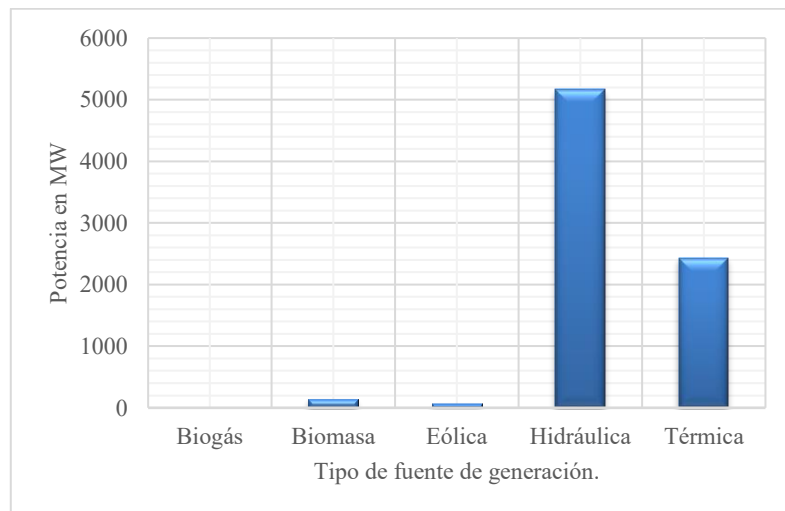


Figura 10. Potencia instalada por tipo de fuente 2024.

De acuerdo con el PEG para el sistema nacional interconectado ecuatoriano elaborado en el Plan Maestro de Electricidad, en la Figura 11 se puede ver la composición de la expansión de generación anualizada.

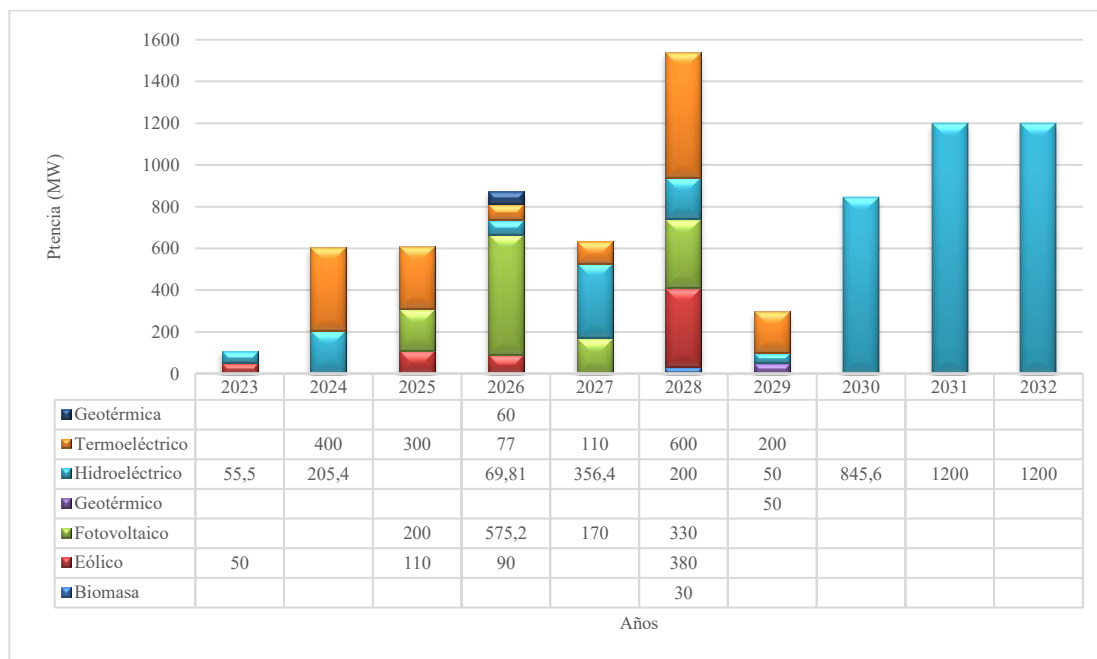


Figura 11. Plan de Expansión de Generación 2023-2032.

#### 2.7.4.1. Costos de construcción y operación de las plantas generadoras.

Los costos aproximados de mantenimiento y vida útil, acorde a estimaciones brindadas por los informes de prestación de servicios energéticos del año 2024 (INF-DTRET-2024-043), presentado por la Dirección Técnica de Regulación Económica y Tarifas [40].

Tabla IX. Costos anuales fijos y de mantenimiento por empresa generadora.

EMPRESA	ADMINISTRACIÓN Y OPERACIÓN (1)	MANTENIMIENTOS (2)	TOTAL CAO&M (3)=(1)+(2)	ANUALIDAD DE ACTIVOS EN SERVICIO (4)	COSTOS FIJOS (5)=(3)+(4)
<b>Coca Codo Sinclair</b>	46,86	20,4	67,26	66,8	134,07
<b>Electroguayas</b>	33,33	33,04	66,37	13,74	80,12
<b>Celec Sur</b>	56,4	26,78	82,18	68,07	150,26
<b>Gensur</b>	7,48	4,37	11,85	11,15	23
<b>Guayaquil</b>	5,57	6,13	11,69	1,8	13,5
<b>Hidroagoyan</b>	15,2	14,47	29,67	20,13	49,8

Hidroazogues	1,78	0,19	1,98	1,12	3,1
Hidronación	12,19	2,92	15,11	5,56	20,67
Hidrotoapi	8,2	3,47	11,67	9,4	21,07
Termoesmeraldas	19,04	22,35	41,39	5,96	47,33
Termomanabi	16,5	14,13	30,63	8,75	39,38
Termogas Machala	9,98	20,32	30,3	6,08	36,38
Termopichincha	22,26	30,76	53,02	0,83	62,85
Subtotal - Celec Ep (1)	253,79	199,33	453,12	228,38	681,5
Elecaastro	7,42	0,22	7,65	0,96	8,6
Epaa Mejia Ep	0,36	0,21	0,58	0,09	0,67
Sermaa Ep	0,3	0,06	0,36	0,11	0,47
Subtotal - Eg (2)	8,08	0,5	8,58	1,16	9,74
Ambato	0,39	2,54	2,92	1,62	4,54
Cotopaxi	1,27	0,7	1,97	1,41	3,38
Riobamba	1,22	0,82	2,04	0,52	2,56
Norte		0,51	0,32	0,82	0,44
Quito		11,96	3,52	15,47	12,14
Sur		3,05	0,47	3,52	0,34
Galápagos		4,26	7,37	11,62	0,1
Subtotal - Ee (3)		22,63	15,73	38,36	16,57
<b>Total (4) = (1) + (2) + (3)</b>		<b>284,51</b>	<b>215,56</b>	<b>500,06</b>	<b>246,11</b>

Fuente: Informe de prestación de servicios energéticos del año 2024 (INF-DTRET-2024-043), presentado por la Dirección Técnica de Regulación Económica y Tarifas

Por otro lado, el Costo Medio de Generación (CMG), se determina mediante un promedio ponderado que incluye tanto los costos fijos como los variables, divididos entre la cantidad total de energía generada por el parque eléctrico, de acuerdo con la demanda energética. Además de los costos derivados del despacho económico, también se contemplan aquellos asociados a servicios complementarios, como el control de voltaje, compensación reactiva, generación forzada y obligada, así como los costos de arranque y parada de centrales turbo vapor, conforme a lo establecido en la Regulación Nro. ARCERNNR-001/23.

Tabla X. Resultados del CMG para los escenarios hidrológicos planteados.

<b>Costo</b>	<b>Tipo</b>	<b>Semi Lluvioso (MMUSD)</b>	<b>Promedio (MMUSD)</b>	<b>Semi Seco (MMUSD)</b>
<b>Variable</b>	Hidroeléctrica	59,78	58,12	54,84
	Térmica	256,59	303,26	370,64
	Interconexión	0	3,03	0
	No convencional	113,19	110,45	105,81
	Privado	18,19	19,04	19,76
	Total Variable	447,75	493,89	551,05
<b>Fijo</b>	Resolución Nro. ARCERNR 001/2024	113	113	113
	Público	746,18	746,18	746,18
	Privado	20,51	20,51	20,51
	Total Fijo	879,69	879,69	879,69
<b>Otros</b>	Otros Operación	4,68	4,68	4,68
	Total Otros	4,68	4,68	4,68
	Costo Total (MMUSD)	1.332,13	1.378,27	1.435,43
	Producción (GWh)		32.480,75	
	Costo Unitario (cUSD/kWh)	4,1	4,24	4,42

**Fuente:** Regulación Nro. ARCERNR-001/23.

Las referencias de costos asociados a la construcción de nuevas plantas de generación se han tomado de los informes de Costos de construcción para generadores eléctricos instalados en el 2022 realizados por EIA (Environmental Impact Assessment) en Estados Unidos [41]. Sabiendo que en Ecuador las principales tecnologías de generación eléctrica son hidroeléctrica, térmica, solar y eólica; para cada una de ellas se deben considerar costos de construcción aproximados, vida útil, factores del entorno, costos de operación y mantenimiento, costos de combustibles y disponibilidad a largo plazo.

Tabla XI. Costos de inversión de plantas de producción energética.

<b>Tecnología</b>	<b>Costos Fijos (USD /MW)</b>	<b>Costos Variables (USD /KW)</b>	<b>CAPEX [USD/kW]</b>	<b>Vida útil</b>
Hidroeléctrica	47,06	1,57	2574,06	50 años.
Térmicas a Diésel y Fuel Oil	67,02	38,225	1788	40 años.
Térmicas a gas	67,02	22,19	1606	40 años
Solar	17,16	0	981,75	25 años.
Eólica	29,64	0	1206,00	25 años.
Geotérmica	153,098	1,31	1205,00	30 años

**Fuente:** Annual Technology Baseline <https://atb.nrel.gov/electricity/2024/definitions#operatingexpenditures>

#### 2.7.4.2. Precios de los combustibles y disponibilidad de recursos.

En el caso de las fuentes hidroeléctricas, solar y eólica, no se consideran costos de combustibles. En cuanto a la energía de biomasa solo se toman en consideración costos de recolección y transporte.

En cuanto a la energía térmica, sí se consideran costos variados de diferentes combustibles, que fluctúan de acuerdo con los costos internacionales. Sin embargo, se toman de referencia los costos estables del Ecuador [42].

- Diésel: 15,5 USD /MBTU
- Gas natural: 3,37 USD/MBTU.
- Fuel oil: 15,2 USD/MBTU

#### **2.7.4.3. Proyección del despacho de energía.**

El estudio del sistema eléctrico para el periodo 2024-2040 requiere un enfoque metodológico que equilibre precisión y eficiencia computacional para el tratamiento de datos. En la representación de la carga en horizontes de corto plazo, se opta por el uso de días representativos, específicamente un día de alta demanda que capture los picos de consumo, lo cual permite amplificar el análisis sin perder información crítica. Se seleccionó un día aleatorio del mes de mayor demanda (diciembre) del año inicial de estudio, acorde a la información operativa en tiempo real del CENACE, donde los datos de consumo se registran diariamente y por cada hora, en su página web [43]. De esta forma se logró determinar la curva característica de consumo energético del país, que se detalla en la Figura 12. Este consumo horario es la que se transcribe a los datos de entrada del modelo.

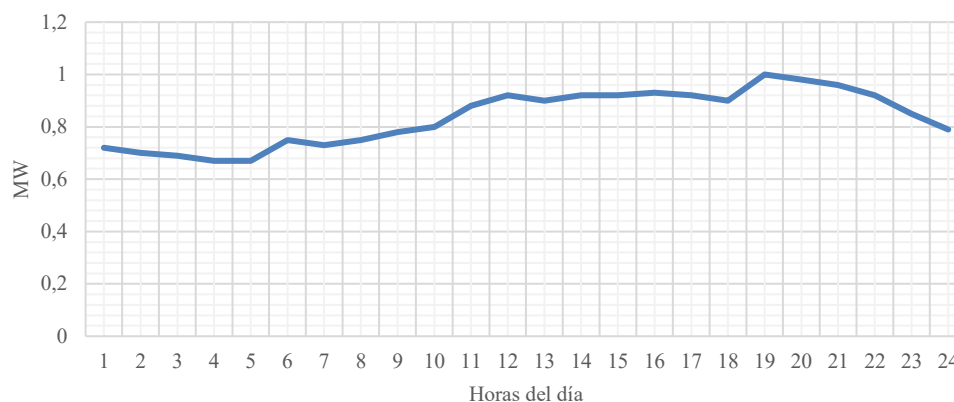


Figura 12. Demanda eléctrica horaria diciembre 2023.

La demanda en este caso de estudio se modeló en base al requerimiento de energía diario en Ecuador. Básicamente, se debe establecer la demanda por cada hora del día (de 1-24 horas). Esto se repite para cada zona, en cada temporada o estación. Los datos tabulados se encuentran adjuntos en el Anexo 5.

Ecuador presenta dos variaciones estaciones marcadas en su capacidad de generación debido a la posición geográfica planetaria, las cuales se encuentran definidas por las épocas lluviosa y secas o de estiaje; para simular estas estacionalidades se ha determinado colocar que el parque hidroeléctrico alcanza el 95% de su generación en temporada lluviosa definida por “q1” y que solamente genera el 40% en temporada seca o estiaje definido por “q2”. Con esta metodología se aborda la complejidad de una estacionalidad ya que, al ingresar un despacho diario en época de estiaje, saturamos al programa en su memoria y ejecución, dándonos muchas incertidumbres dentro de las tomas de decisiones; con lo que se busca proporcionar una visión más realista de las condiciones estacionales, permitiendo una planificación robusta y adaptativa del sistema eléctrico.

#### 2.7.4.4. Demanda Insatisfecha

El Valor de la Carga Perdida es una penalización económica que refleja el daño por no abastecer la demanda. Su propósito es garantizar inversiones económicas para equilibrar oferta y demanda.

Acorde con el Informe No. INF-DTRET-2024-043 de la Dirección Técnica de

Regulación Económica y Tarifas [40], en el año 2024, se perdieron alrededor de 32.175,14 GWh, lo que corresponde a un total de 13,19 MUSD (Millones de dólares).

Tabla XII. Balance de electricidad por distribuidora.

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	DISPONIBILIDAD TOTAL	VENTAS GWh	GC/CIPA	PÉRDIDAS TOTALES %
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	824,1	762	2,68	59,42 (7,21%)
	AZOGUES	106,53	74,27	25,23	7,02 (6,59%)
	CENTRO SUR	1.400,64	1.238,39	52,17	110,08 (7,86%)
	COTOPAXI	656,26	524,59	76,15	55,52 (8,46%)
	NORTE	787,28	707,2	10,06	70,02 (8,89%)
	QUITO	4.974,19	4.106,09	527,96	340,14 (6,84%)
	RIOBAMBA	476,96	368,8	68,78	39,38 (8,26%)
	SUR	463,18	404,1	1,2	57,88 (12,50%)
	GALÁPAGOS	96,69	92,25	0	4,44 (4,59%)
	SUBTOTAL - EE	9.785,82	8.277,68	764,24	743,90 (7,60%)
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL	UN - BOLIVAR	115,85	104,01	0	11,84 (10,22%)
	UN - EL ORO	2.024,51	1.730,76	22,11	271,63 (13,42%)
	UN - ESMERALDAS	863,46	685,46	2,55	175,44 (20,32%)
	UN - GUAYAQUIL	7.985,49	6.623,23	456,94	905,33 (11,34%)
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	3.976,08	3.066,39	442,79	466,90 (11,74%)
	UN - LOS RÍOS	709,8	585,14	15,58	109,09 (15,37%)
	UN - MANABÍ	2.740,53	2.178,41	82,98	479,15 (17,40%)
	UN - MILAGRO	1.692,59	1.455,86	68,69	168,03 (9,93%)
	UN - SANTA ELENA	739,23	630,35	1,91	106,97 (14,47%)
	UN - SANTO DOMINGO	1.017,11	892,03	16,28	108,80 (10,70%)
	UN - SUCUMBÍOS	524,67	457,64	0,72	66,31 (12,64%)
	SUBTOTAL - CNEL	22.389,32	18.409,29	1.110,56	2.869,47 (12,82%)
<b>NACIONAL TOTAL</b>		32.175,14	26.686,97	1.874,80	3.613,37 (11,23%)

Fuente: Dirección Técnica de Regulación Económica y Tarifas, DTRET – ARC

En base a los datos de productividad, otorgados por CENACE y los modelos presentados en el Plan Maestro de Electrificación, se procede a llenar los datos de entrada correspondientes al modelo.

#### 2.7.4.5. Penalizaciones, Importaciones, exportaciones, tasas de crédito.

La parametrización de los datos de entrada son las penalizaciones a ser medidas. A estos se les asigna el valor correspondiente tomado de referencia de parámetros internacionales puesto que a nivel nacional no existen datos históricos. Considerando que el análisis se realiza a partir del año 2024, se toman como referencia los valores de gasto y multas, detallados en el Informe N°. INF-DTRET-2024-043 de la Dirección

## Técnica de Regulación Económica y Tarifas [40].

Tabla XIII. Valores de penalización y tasas de inversión.

PARÁMETRO	VALOR	DESCRIPCION
<b>CO2backstopPenalty</b>	200	Penalización por cada tonelada de CO2 que supere el objetivo previsto (\$/TonCO2)
<b>CurtailementPenalty</b>	100	Penalización por cada MWh de energía renovable variable no aprovechada (\$/MWh)
<b>MaxCapital</b>	10	Monto máximo de pagos de capital anualizados en USD\$ miles de millones durante el horizonte de planificación. (MMS)
<b>MaxExport</b>	0,2	Porción máxima de exportaciones impulsadas por el precio horario en función de demanda (%)
<b>MaxImport</b>	0,2	Porción máxima de importaciones impulsadas por el precio horario en función de demanda (%)
<b>ResVoLL</b>	300	Penalización por incumplimiento del requisito de reserva de planificación (\$/MW)
<b>ReturnRates</b>	0,05	Tasa de retorno (ajusta el valor de una cantidad de dinero o inversión futura a su valor presente) (%)
<b>StartYear</b>	2024	Primer año del horizonte de planificación.
<b>SurplusPenalty</b>	30	Penalización por MWh de energía excedente (\$/MW)
<b>VOLL</b>	2500	Penalización o pérdida económica considerada por MWh de demanda insatisfecha (\$/MW)
<b>VREforecastingerror</b>	0,05	Error porcentual en las predicciones de energía renovable variable (VRE) se utiliza para estimar cuánta reserva giratoria (%)
<b>WACC</b>	0,06	Tasa mínima de retorno generada para cubrir el costo de su capital (%)

### 2.7.4.6. Parámetros anuales

Son las limitaciones anuales que debe cumplir el PEG, tales como: de reserva giratoria que se refiere a la cantidad de energía adicional en la generación, para su uso en caso de emergencia, de acuerdo al PEG se debe tener un 20% de la generación anual como reserva mínima de potencia dando un valor de 1500 MW anuales; los límites de emisiones de CO2, valor impuesto por Ecuador para respetar los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo [37], a ser menor que 2 millones de Ton de CO2 para el primer caso y 1.5 millones de Ton de CO2 para el segundo caso; en el mercado ecuatoriano no existen valores de tasas de impuesto por emisiones de CO2, por lo que se ha optado por tomar como un aproximado de datos internacionales.

La máxima potencia que se puede construir por año es un límite que se refleja en base a los históricos de construcción del país y se coloca a 2000 kW anuales para que el

sistema tome toda la potencia de las centrales proyectadas.

El parámetro de peso anualizado se define como la preferencia de construcción a cada central de generación, también se puede asociarlo con las decisiones políticas del momento ya que es una variable de decisión binaria misma que nos permite influenciar directamente en la incidencia de un determinado proyecto; puesto que no se posee información sobre acontecimientos especiales que requieran de una ampliación de carga eléctrica significativa en el país, se les brinda la misma relevancia a todos los años, asignándole un valor de 1.

Finalmente, la tasa de retorno posee un valor de 0.05; es decir el 5%, que se considera como porcentaje de interés por préstamos internacionales. Todos estos datos se repiten para cada uno de los años de análisis, se considera que no poseen variaciones anuales.

#### **2.7.4.7. Generadores Proyectados**

De acuerdo con el PME, existen alrededor de 47 proyectos de generación, previstos hasta el año 2032. Algunos de ellos se encuentran en fase de construcción o ya poseen título habilitante. Se detalla la potencia que generarán, el año de proyección, la ubicación y el tipo de generación. Acorde a esta información, los datos se tabulan en la tabla, que se encuentra en el Anexo 5.

#### **2.7.4.8. Fuentes de Generación Disponibles**

Son las fuentes de generación que existen actualmente, detallando el tipo de central, la zona o provincia en que se encuentra ubicada, la potencia nominal, potencia efectiva y el tipo de combustible que consume para su generación. Para el caso de las fuentes renovables la fuente puede ser: agua, viento, sol. Estos datos pueden extraerse de los informes de producción, otorgados por el Operador Nacional de Electricidad CENACE y del mismo PME [43]. Los datos tabulados por tipo de central se encuentran en la Figura 13 donde se muestra la cantidad de potencia instalada.

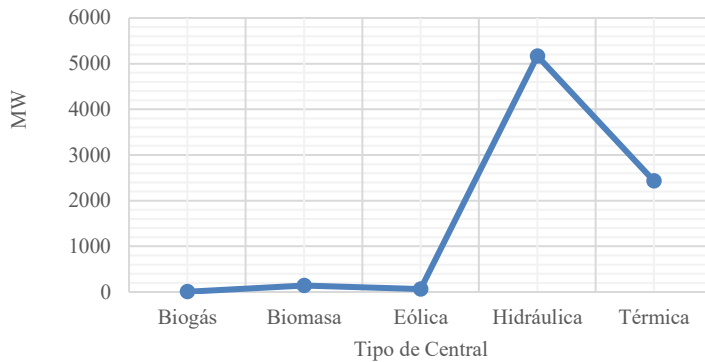


Figura 13. Fuentes de generación instalada Ecuador 2024.

#### 2.7.4.9. Transmisión

Son todos los enlaces entre zonas por medio de las líneas de transmisión que se interconectan. se colocan los valores de la potencia máxima dependiendo del calibre de los conductores instalados, para el problema de la PEG no tiene importancia el nivel de tensión asociado, puesto que las interconexiones son fijas durante el período de planificación los valores de transferencia de potencia se mantienen constantes, salvo el caso de la interconexión con Perú que su capacidad de transferencia incrementa a partir del año 2027 de acuerdo con el PME.

#### 2.7.4.10. Factor de Pérdida.

Para el factor de pérdida se ha establecido un valor de 0,05, lo que corresponde al 5%, que es el porcentaje de estimación de pérdidas en las líneas de transmisión que interconectan cada una de las zonas, asumido puesto que no se tiene estadísticas;

#### 2.7.4.11. Escalamiento de demanda y Topología

En cuanto al escalamiento de demanda se asume un valor de 1, puesto que es un término asociado a la eficiencia energética, se considera que el sistema es eficiente por lo tanto no existen pérdidas en la demanda en cada una de las zonas.

La Topología se refiere a las interconexiones existentes entre las zonas. En este caso, se establece con 1, a todas interconexiones de las líneas de transmisión entre zonas, que se establecieron en el mapa de la Figura 2, la matriz se presenta en la siguiente tabla.

Tabla XIV. Matriz de conexión entre zonas.

	ZNO	ZNX	ZSO	ZSX	Col	Per
ZNO		1	1	1	1	
ZNX	1			1		
ZSO	1			1		
ZSX	1	1	1			1
Col	1					
Per				1		

#### 2.7.4.11. Disponibilidad de las fuentes de generación

Ecuador posee dos estaciones o temporadas, la seca y la lluviosa. Bajo este principio, se establece que la disponibilidad de generación para las centrales hidroeléctricas será del 95% en época lluviosa y 40% en estación seca por cotas en sus embalses. Sin embargo, otro tipo de centrales como fotovoltaica o térmica se mantienen estables, ya que la irradiación de luz solar se asume constante en el Ecuador, y las centrales de generación térmicas se mantiene debido a las fuentes de combustibles como gas, diésel y fuel oil asumiendo que siempre existe el debido abastecimiento.

#### 2.7.4.12. Combustibles

Los combustibles, bajo el contexto del presente estudio, se refieren al tipo de fuente que requieren las centrales para funcionar. Pueden ser directamente combustibles tradicionales como gas natural, fuel oil o diesel. Sin embargo, también se consideran como combustibles el agua, la energía solar o fotovoltaica, el viento y la energía geotérmica, indispensables para la generación eléctrica. A más de ello se considera, como otra fuente de la importación de potencia a las interconexiones entre países, puesto que también aporta energía eléctrica en determinadas épocas del año; los datos requeridos se encuentran en función de la capacidad calorífica que tiene cada tipo de combustible tanto para su generación, precio y emisiones de CO<sub>2</sub>; a más de ello se, puede limitar el consumo de combustible en unidades caloríficas anuales, estos valores se los pone altos para inhibir limitaciones por falta de disponibilidad de combustibles anuales.

## CAPÍTULO 3

### APLICACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA

Una vez ingresados los parámetros que alimentan el algoritmo, se procede a realizar casos de estudio para la PEG. Se plantea estudiar los resultados de optimización algebraica con el modelo EPM utilizando los datos del Plan Maestro de Electricidad, donde se encuentran la capacidad de generación existente, las proyecciones de demanda, los generadores candidatos, penalizaciones económicas y los años de planificación de expansión de la generación. Para ello se ha considerado el cumplimiento de las restricciones operativas y medioambientales, así como los costos fijos y variables en conjunto con crecimiento anual de la capacidad de generación, acorde a la demanda proyectada; para cada caso se realizan estudios con reducciones de las emisiones de CO<sub>2</sub>; inicialmente se restringe las emisiones de dióxido de carbono con el promedio de los valores de históricos del informe de Factor de Emisión otorgado por el CENACE; como siguiente se toman en cuenta los Planes Nacionales de Desarrollo y Cambio Climático en los cuales se encuentra comprometido el país con el objetivo de reducir aún más las emisiones de dióxido de carbono y cumplir con lo establecido internacionalmente.

#### **3.1. Casos de Estudio modelo EPM.**

Para el presente análisis se realizaron dos casos de estudio para comparar los resultados que arroja el modelo EPM. En general la parametrización del modelo para ambos casos es la mismos, pues se mantienen los precios de combustibles, demanda y valores de penalizaciones asociados, tomando en cuenta los años de expansión de las centrales de acuerdo con el PME; sin embargo, la principal diferencia entre ambos escenarios de estudio radica en la limitación de emisión de CO<sub>2</sub>.

Para el Primer Caso de estudio se aplica el modelo EPM al PME, considerando restringir las emisiones del sistema a 2 millones de Ton de CO<sub>2</sub> anuales en cada una de las zonas operativas, valor promedio aproximado al límite inferior tomado de los últimos 7 años del informe realizado por el CENACE para el sistema nacional de

transmisión de Ecuador [36]; se respetan los años de proyección de las centrales de generación eléctricas; se toma en cuenta el incremento de los límites de transferencia del sistema de transmisión Ecuador – Perú a 500kV a partir del año 2027 de acuerdo a lo indicado en el PME, la evaluación de estudio se realiza hasta el año 2040.

Para el Segundo Caso de estudio aplicamos el modelo EPM propuesto bajo los mismos criterios anteriores; sin embargo, de acuerdo a los compromisos que tiene el Ecuador en sus planes nacionales de desarrollo y cambio climático para implementar políticas de reducción de emisiones de CO2 y las responsabilidades internacionales adquiridas por medio del Acuerdo de París, se ha comprometido a disminuir sus emisiones en un 20% para el año 2030; teniendo en cuenta que el presente ciclo de estudio es hasta el año 2040, se ha considerado que durante todo este período las reducciones totales de emisiones de CO2 deberán llegar a un 25%, lo cual nos da una limitación de misiones de 1.5 millones de Ton de CO2 anuales en cada una de las zonas operativas; en la Figura 14 se observa las consideraciones que se tomaron para realizar los casos de estudio.

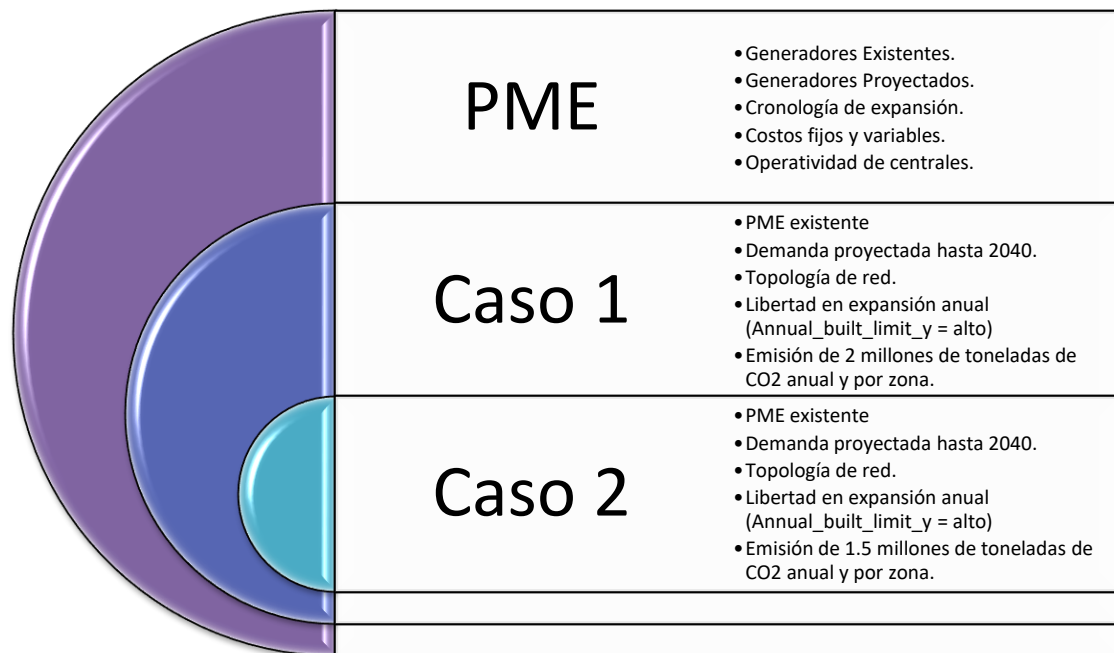


Figura 14. Selección de casos de estudio para la PEG 2024 – 20240.

### **3.1.1. Caso 1: Aplicación modelo EPM al PME con restricción de 2 millones de Ton CO2.**

Para el presente análisis se parametriza el modelo con las restricciones presentadas anteriormente, se respeta la expansión de generación proyectada por el PME con años de entrada en operación de cada central de generación, se aplica el algoritmo EPM para analizar el nuevo plan de expansión de la generación y verificar valores máximos de emisiones dióxido de carbono, restringiendo las emisiones de a 2 millones de toneladas de CO2 por cada zona operativa. Este dato se considera como un promedio de las emisiones históricas registradas por el informe del CENACE, entre los años 2016-2023.

En la Figura 15 se observa construcción de potencia en MW por tipo de tecnología de generación eléctrica a lo largo del período de estudio 2024 a 2040, se puede observar que se cumple lo establecido en el PME referente a los años de ingreso de las generadoras y sus capacidades máximas, el programa construye generación en el año proyectado o después de lo programado, lo cual está en función de las restricciones de coherencia temporal; podemos observar que la mayoría de potencia a ser instalada en la expansión de generación son de recursos renovables; la mayoría de este tipo de generación es hidroeléctrica ya que ayuda a mantener la estabilidad en el SIN; mientras entran en servicio la Energías Renovables No Convencionales (ERNC) también deben tener su apoyo de la generación termoeléctrica que entra en servicio en los años 2025 y 2029; esto sugiere que se utiliza las ERNC como fuente de respaldo o para cubrir demandas puntuales; se puede observar que no existe construcción de nuevas centrales a partir del año 2034, puesto que el algoritmo se encuentra relajado con respecto al ingreso de potencia anual.

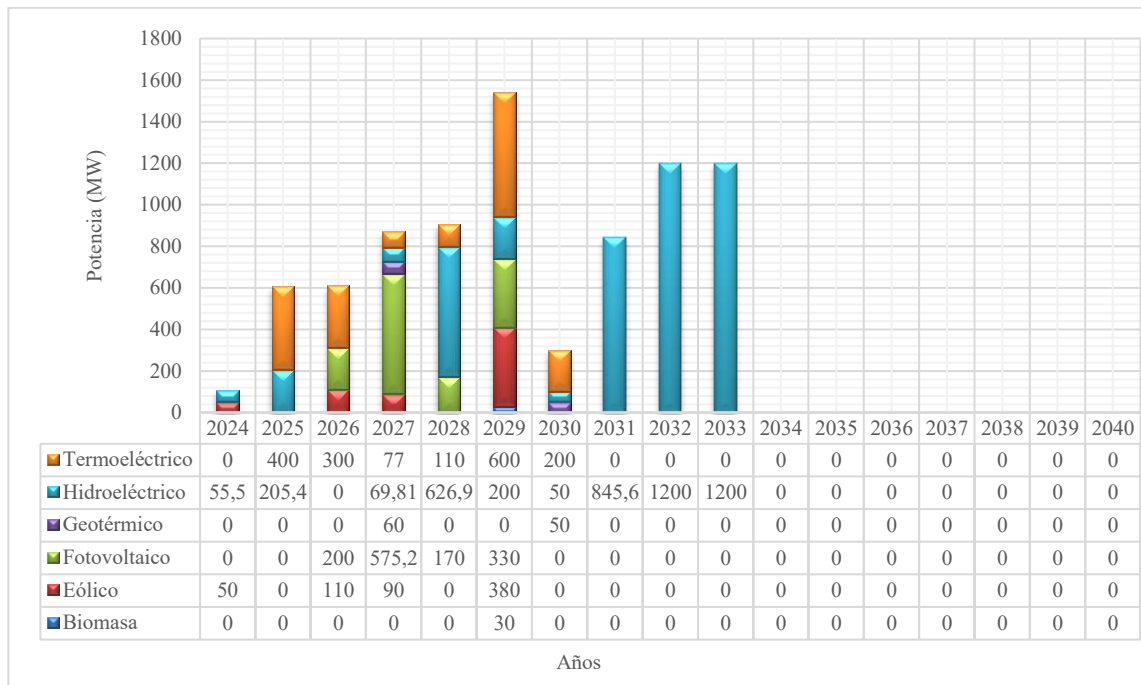


Figura 15. Caso 1 - Plan de Expansión de Generación - 2024-2040.

Otro resultado relevante se puede observar en la Figura 16, donde se refleja las emisiones totales de dióxido de carbono en toneladas de CO<sub>2</sub> a lo largo del período de estudio 2024-2040. Se pueden apreciar los volúmenes de emisiones de dióxido de carbono anualizados como la sumatoria de las emisiones individuales de cada una de las zonas de acuerdo con la topología que presenta el PME; existe una tendencia general a la reducción de emisiones hacia el final del periodo lo cual cumple con uno de los objetivos de los acuerdos ecológicos mundiales, cabe indicar que dichos resultados no están de la mano con la potencia total que ingresa de acuerdo con el PEG ya que se debe cubrir costos fijos y variables anuales mismos que dependen de la potencia que entrega cada central de generación para cubrir la demanda diaria proyectada, dependiendo del tipo de estacionalidad que restringe únicamente a la capacidad de generación de las centrales hidroeléctricas; con ello mejoramos el impacto ambiental de las decisiones tomadas en la planificación de la generación eléctrica. Las emisiones de CO<sub>2</sub> están directamente relacionadas con la política energética del país. La transición hacia fuentes de energía más limpias es fundamental para reducir las emisiones.

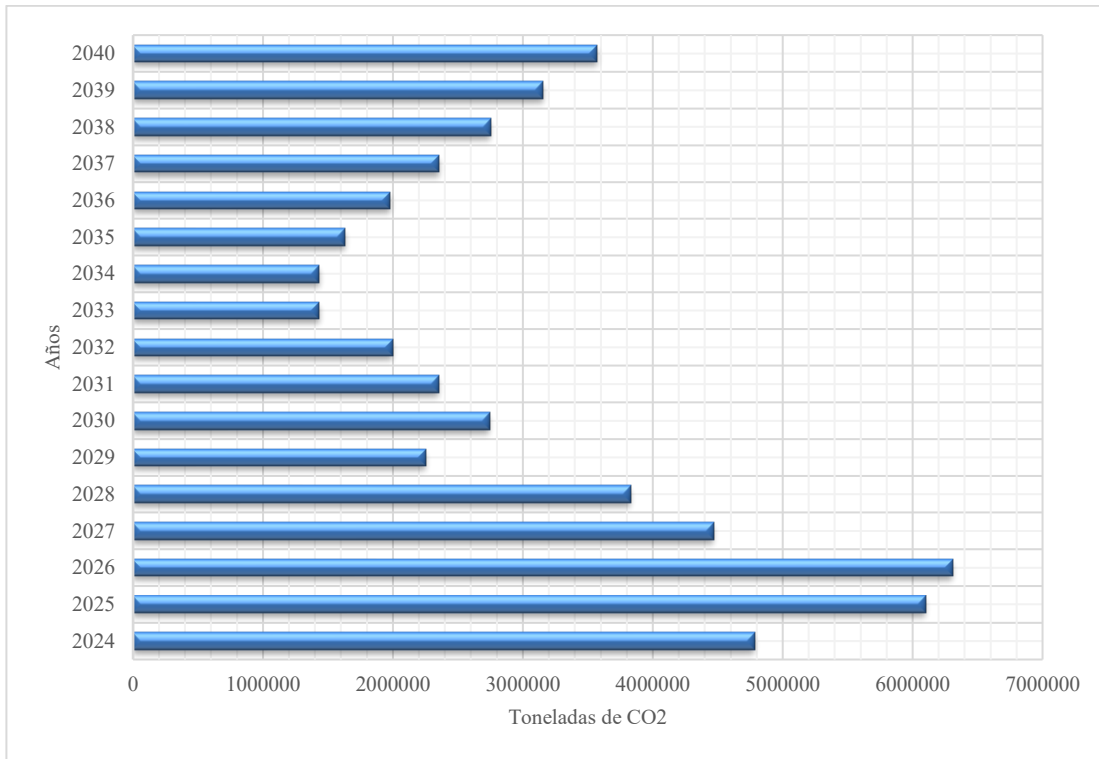


Figura 16. Caso 1 - Emisiones totales de CO2 período 2024-2040.

Se determina un despacho de la generación anual para el período de estudio, mismo que cubre el despacho económico diario y con ello optimiza despachar a menor emisiones de dióxido de carbono para cumplir con la restricción zonal; en la Figura 17 se muestra el despacho anualizado de generación por el tipo de combustible, se observa una preferencia de fuentes de energía no contaminantes, con una disminución en el uso de combustibles fósiles como el Fuel Oil y el Diesel. La importación de energía se mantiene en cero, lo que sugiere que Ecuador busca ser autosuficiente en la generación de energía; se puede apreciar que las fuentes hídricas siguen teniendo gran relevancia en su despacho; sin embargo, se empiezan a priorizar proyectos de generación eólica y solar, puesto que poseen gran estabilidad estacional dentro del país, y se estima que siempre están disponibles, la expansión de la capacidad de generación refleja la política energética de Ecuador para satisfacer la creciente demanda de energía y diversificar su matriz energética. El aumento en la contribución de las energías renovables destaca el compromiso del país con la transición hacia fuentes de energía limpias y sostenibles.

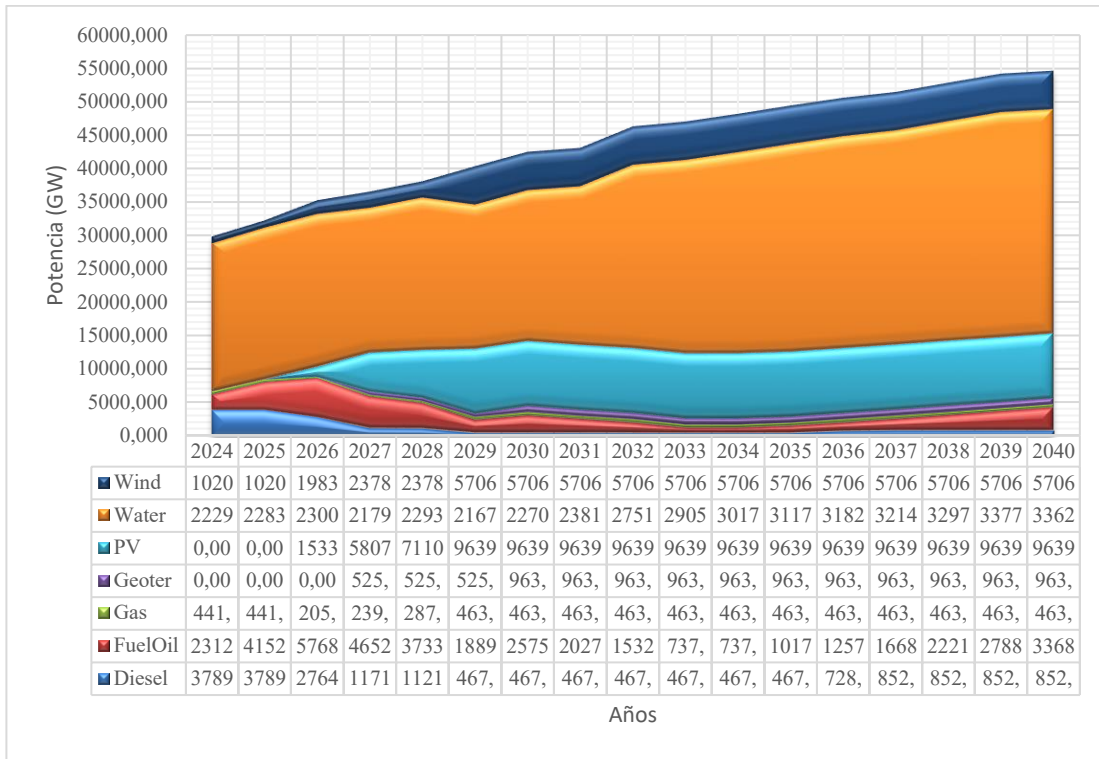


Figura 17. Caso 1 - Despacho de potencia anual período 2024-2040.

El costo total anualizado de PEG al utilizar el algoritmo EPM considera los costos operativos de las centrales de generación actualmente instaladas, así como la inversión necesaria de las nuevas centrales de generación a ser incluidas en el sistema y su operación hasta el período de estudio; incluye también los costos de reservas, excedentes de energías incluyendo los costos de penalizaciones; la Figura 18, representa el costo anual en valor presente para las en diferentes zonas de Ecuador. Se observa que los costos se mantienen constantes a lo largo del periodo en la mayoría de las zonas, indicando estabilidad en los gastos operativos y de capital. Sin embargo, la zona ZSX existe una gran inversión inicial puesto que se tiene planificado la inserción de una gran cantidad de energía proveniente de generación hidráulica de acuerdo al PME; a partir año 2028 se observa una tendencia a la estabilidad en las demás zonas indicativo de una planificación financiera, mientras que la reducción en ZNX podría reflejar una optimización de recursos o un cambio en la estrategia de inversión.

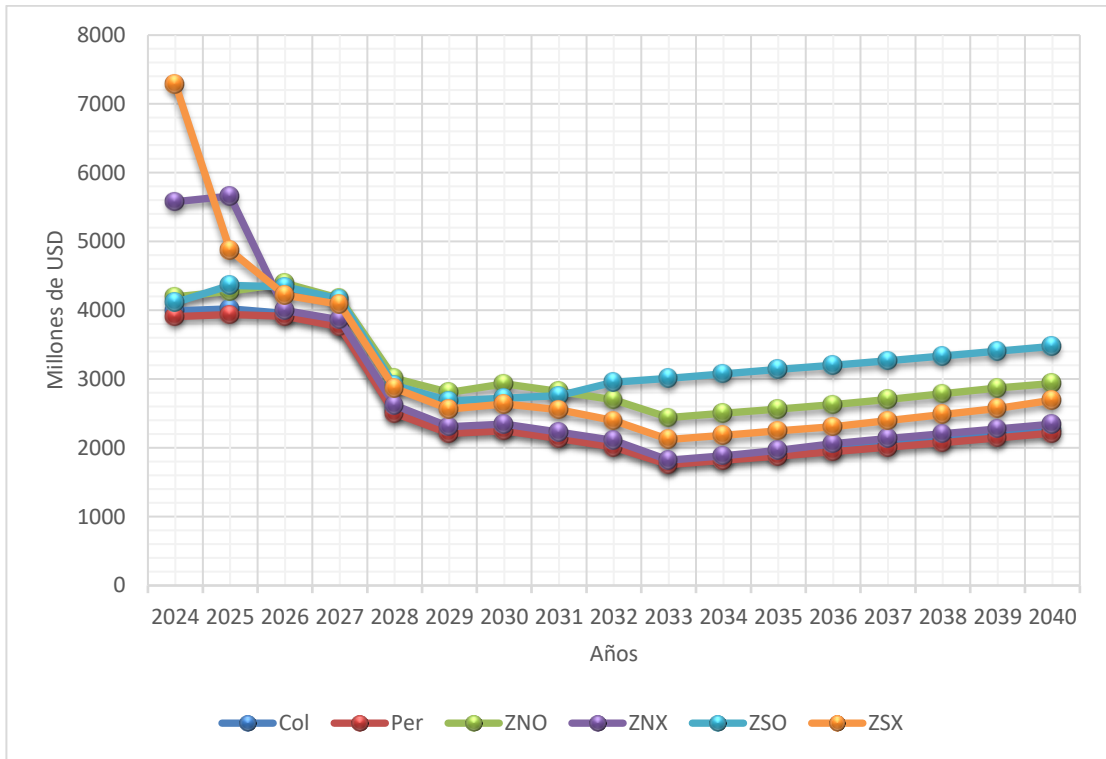


Figura 18. Caso 1 - Costo total por zona operativa periodo 2024-2040.

Los cálculos del modelo revelan que el valor total del costo del sistema eléctrico a lo largo de todo el horizonte de planificación; es de 14.770,23 millones de USD, lo cual es un 41.39% más elevado que lo indicado en el PME.

### **3.1.2. Caso 2: Aplicación modelo EPM al PME con restricción de 1.5 millones de Ton CO2.**

Para el presente análisis se parametriza el modelo con las restricciones presentadas anteriormente, se respeta la expansión de generación proyectada por el PME con años de entrada en operación de cada central de generación, se aplica el algoritmo EPM para analizar el nuevo plan de expansión de la generación y verificar valores máximos de emisiones dióxido de carbono, restringiendo las emisiones de a 1.5 millones de toneladas de CO2 por cada zona operativa. Este dato se considera en base a las reducciones definidas por el Plan de desarrollo, el cual plantea una reducción del 20% de las emisiones en Ecuador para el año 2030; sin embargo, al ser el caso de estudio una proyección al año 2040, se realiza una ponderación, hacia una reducción aproximada del 25% de planteado en el caso 1.

En la Figura 19 se observa construcción de potencia en MW por tipo de tecnología de generación eléctrica a lo largo del período de estudio 2024 a 2040, se puede observar que se cumple lo establecido en el PME referente a los años de ingreso de las generadoras y sus capacidades máximas, el programa construye generación en el año proyectado o después de lo programado, lo cual está en función de las restricciones de coherencia temporal; podemos observar la potencia a ser instalada no cambia de acuerdo con la simulación realizada en el Caso 1; esto se debe a que se encuentra expandido el parámetro de limitación de ingreso de potencia anual; por lo que se puede observar que el algoritmo EPM construye las centrales de generación inmediatamente ya que con ello ayuda a mantener la estabilidad en el SIN; mientras entran en servicio la Energías Renovables No Convencionales (ERNC) también deben tener su apoyo de la generación termoeléctrica que entra en servicio en los años 2025 y 2029; esto indica que se utiliza las ERNC como fuente de respaldo para cubrir demandas puntuales de cada una de las zonas operativas.

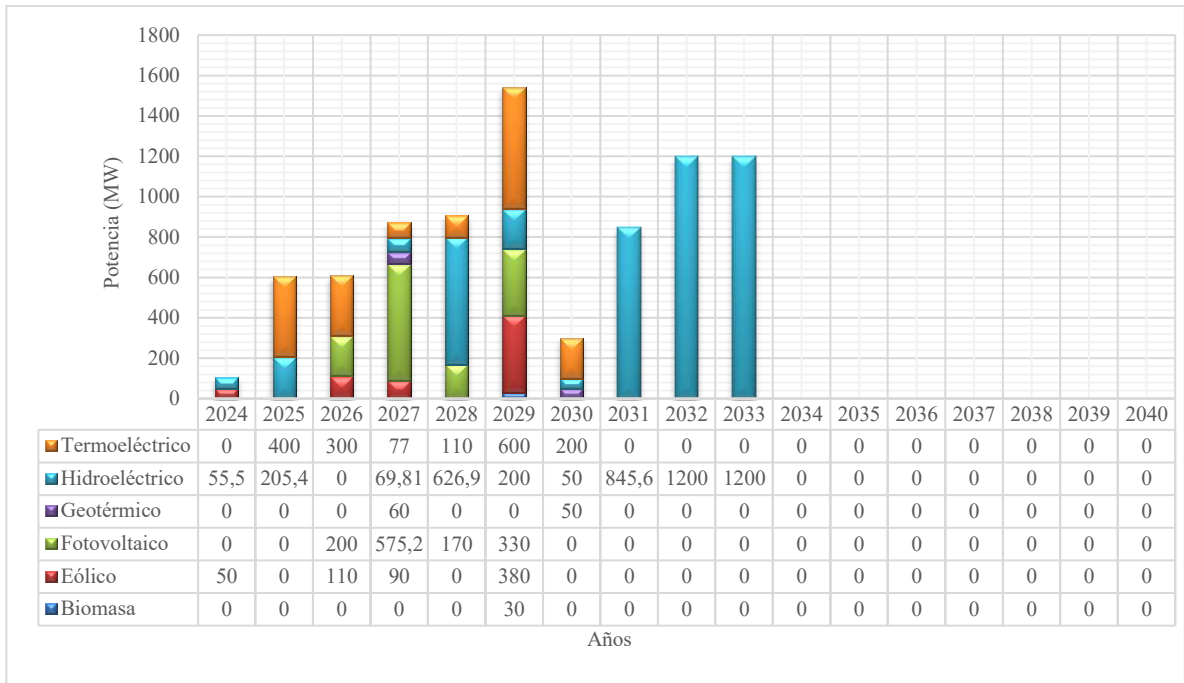


Figura 19. Caso 2 - Plan de Expansión de Generación período 2024-2040.

En la gráfica de la Figura 20 se reflejan las emisiones totales de dióxido de carbono en toneladas de CO<sub>2</sub> a lo largo del período de estudio 2024-2040. Se pueden apreciar los volúmenes de emisiones de dióxido de carbono anualizados como la sumatoria de las emisiones individuales de cada una de las zonas de acuerdo con la topología que presenta el PME; los valores pico de emisiones de dióxido de carbono no son tan altos como en el Caso 1 puesto que se ha restringido las a 1.5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> por cada zona operativa, cabe indicar que dichos resultados no están de la mano con la potencia total que ingresa de acuerdo con el PEG ya que se debe cubrir costos fijos y variables anuales mismos que dependen de la potencia que entrega cada central de generación para cubrir la demanda diaria proyectada, dependiendo del tipo de estacionalidad que restringe únicamente a la capacidad de generación de las centrales hidroeléctricas; con ello mejoramos el impacto ambiental de las decisiones tomadas en la planificación de la generación eléctrica. Las emisiones de CO<sub>2</sub> están directamente relacionadas con la política energética del país. Con la limitación de emisiones de CO<sub>2</sub> estamos buscando una transición hacia fuentes de energía más limpias.

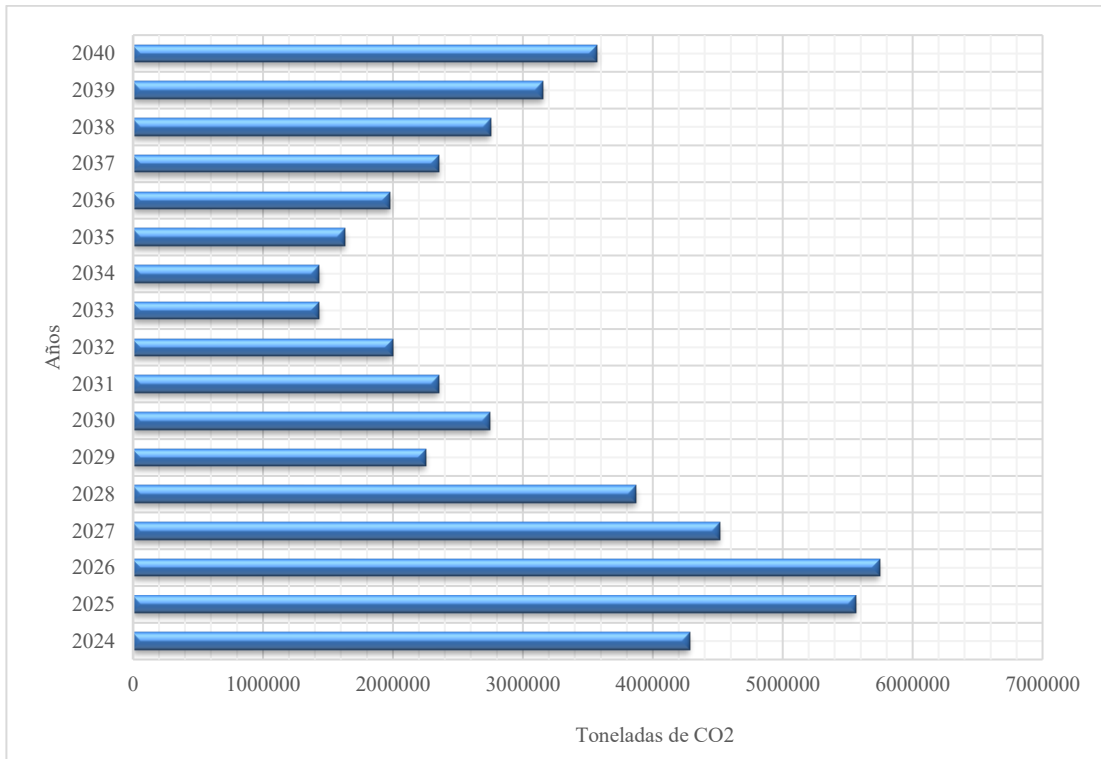


Figura 20. Caso 2 - Emisiones totales de CO2 período 2024-2040.

Se determina un despacho de la generación anual para el período de estudio, mismo que cubre el despacho económico diario y con ello optimiza despachar reduciendo al 25% las emisiones de dióxido de carbono zonal con respecto al Caso 1; en la Figura 21 se muestra el despacho anualizado de generación por el tipo de combustible, se observa un incremento del despacho de las centrales eólicas e hidroeléctricas con relación al Caso 1, con una disminución en el uso de combustibles fósiles como Diesel. La importación de energía se mantiene en cero, lo que sugiere que Ecuador busca ser autosuficiente en la generación de energía; se puede apreciar que las fuentes hídricas siguen teniendo gran relevancia en su despacho; sin embargo, se empiezan a priorizar proyectos de generación eólica y solar, puesto que poseen gran estabilidad estacional dentro del país, y se estima que siempre están disponibles, la expansión de la capacidad de generación refleja la política energética de Ecuador para satisfacer la creciente demanda de energía y diversificar su matriz energética. El aumento en la contribución de las energías renovables principalmente el potencial eólico e hidroeléctrico destaca el compromiso del país con la transición hacia fuentes de energía limpias y sostenibles.

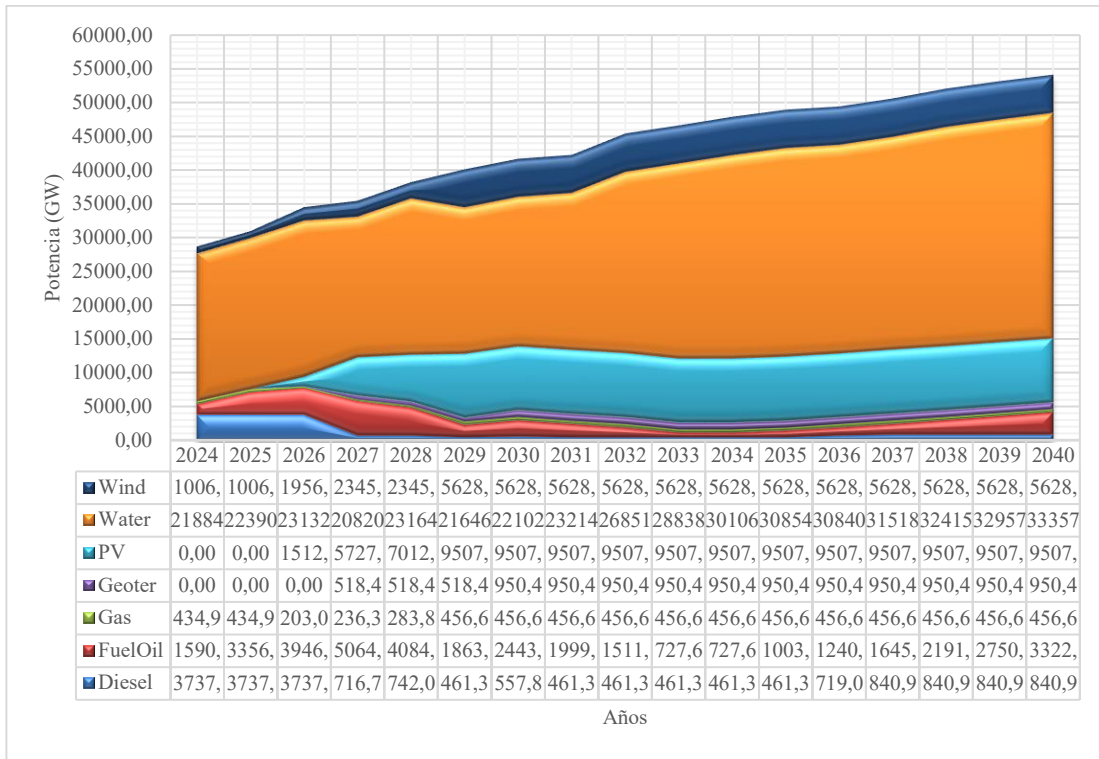


Figura 21. Caso 2 - Despacho de potencia anual período 2024-2040.

El costo total anualizado de PEG al utilizar el algoritmo EPM considera los costos operativos de las centrales de generación actualmente instaladas, así como la inversión necesaria de las nuevas centrales de generación a ser incluidas en el sistema y su operación hasta el período de estudio; incluye también los costos de reservas, excedentes de energías incluyendo los costos de penalizaciones; la Figura 22, representa el costo anual en valor presente para las en diferentes zonas de Ecuador. Se observa que los costos se mantienen constantes a lo largo del periodo en la mayoría de las zonas, indicando estabilidad en los gastos operativos y de capital. Sin embargo, las zonas ZSX y ZNX existe un incremento de inversión inicial con respecto al Caso 1, puesto que se tiene planificado la inserción de una gran cantidad de energía proveniente de generación hidráulica y eólica de acuerdo al PME; a partir año 2028 se observa una tendencia a la estabilidad en las demás zonas indicativo de una planificación financiera, mientras que la reducción en ZSX y ZNX podría reflejar una optimización de recursos o un cambio en la estrategia de inversión.

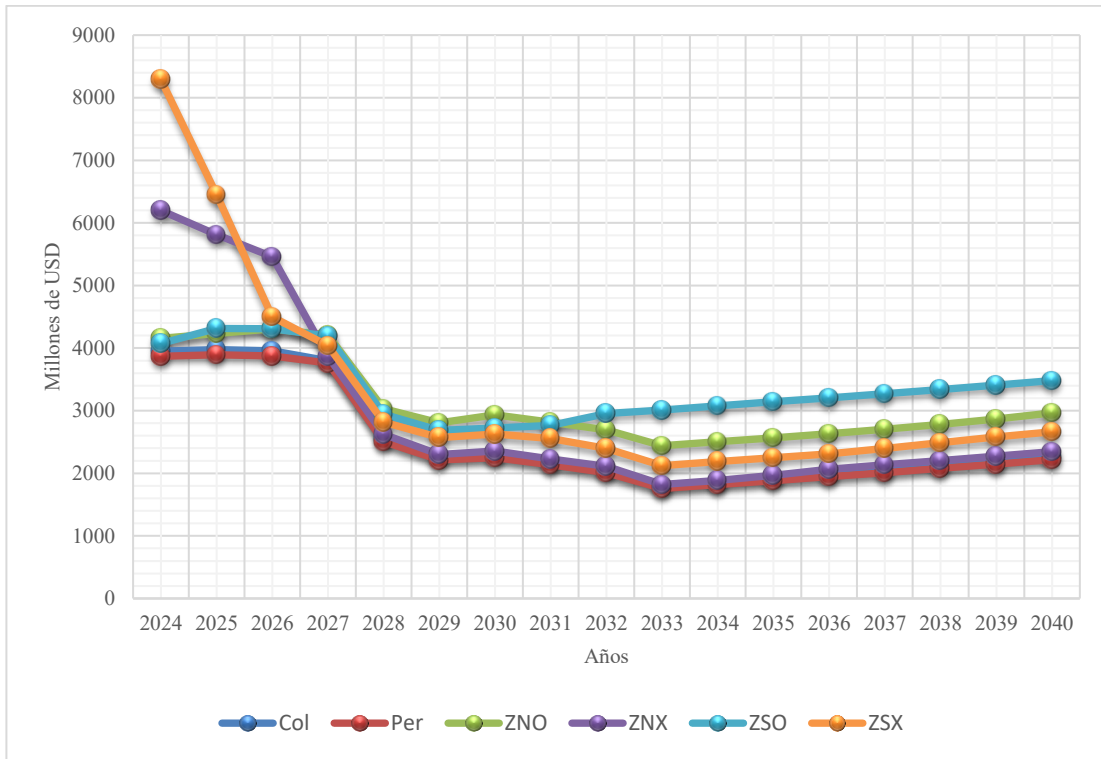


Figura 22. Costo total por zona operativa período 2024-2040.

Los cálculos del modelo revelan que el valor total del costo del sistema eléctrico a lo largo de todo el horizonte de planificación; es de 15.000,9 millones de dólares, lo cual es un 43.60% más elevado que lo indicado en el PME.

### 3.2. Comparación de casos de estudio.

Puesto que se ha tomado los datos de la planificación de la expansión de la generación del PME y para cada uno de los caso se ha respetado los años en los que ingresan las generadoras proyectadas; se tiene como resultado el mismo tipo de inversión en potencia y tecnología anual, ya que al encontrarse relajado el modelo con respecto a la cantidad de potencia que se puede construir anualmente, el EPM inserta al sistema el proyecto en su año inicial de construcción a su potencia nominal, esto con el fin de cubrir principalmente su reserva de generación y las pérdidas que necesita el sistema para poder operar sin desbalance; por lo que el PEG se mantiene en los casos de estudio y es el mismo que el PME únicamente desplazado un año en su proyección esto por su período de estudio; en la Figura 23 se puede observar la potencia disponible en la cual considera las generadoras actuales y las proyectadas.

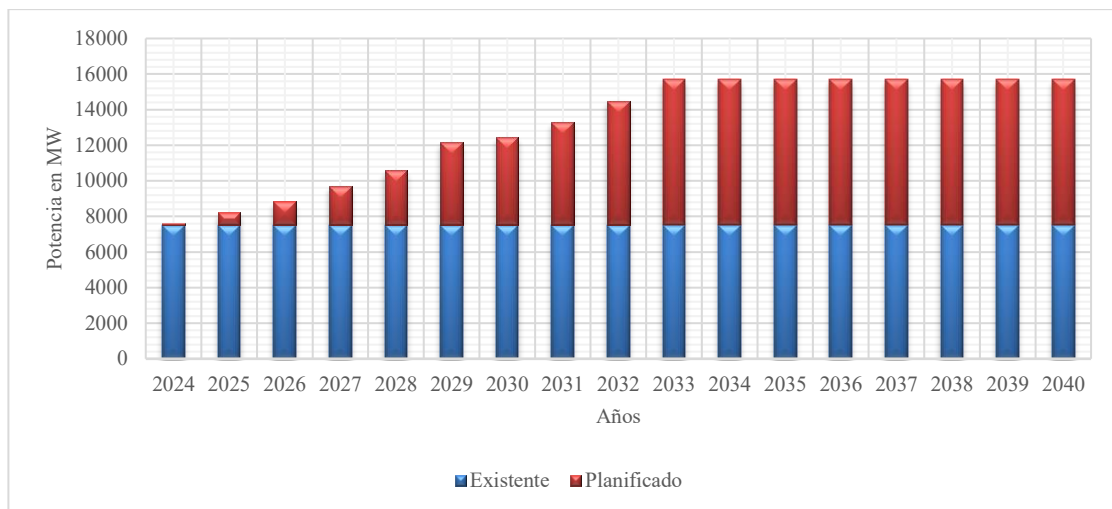


Figura 23. Potencia disponible en el período 2024 - 2040.

Con respecto a la reducción de las emisiones de dióxido de carbono anuales, la restricción aplicada en el modelamiento contempla la disminución en cada una de las zonas operativas, al momento realizar los casos de estudio se puede observar que cumple con la limitación mencionada, en la Figura 24 se puede observar descensos en la emisión de CO<sub>2</sub> durante los tres primeros años del período de planificación, esto debido a que son los picos más altos durante el período 2024 – 2040; a medida que se restringa a más el sistema la tendencia de reducción siempre será en los picos más altos en su momento.

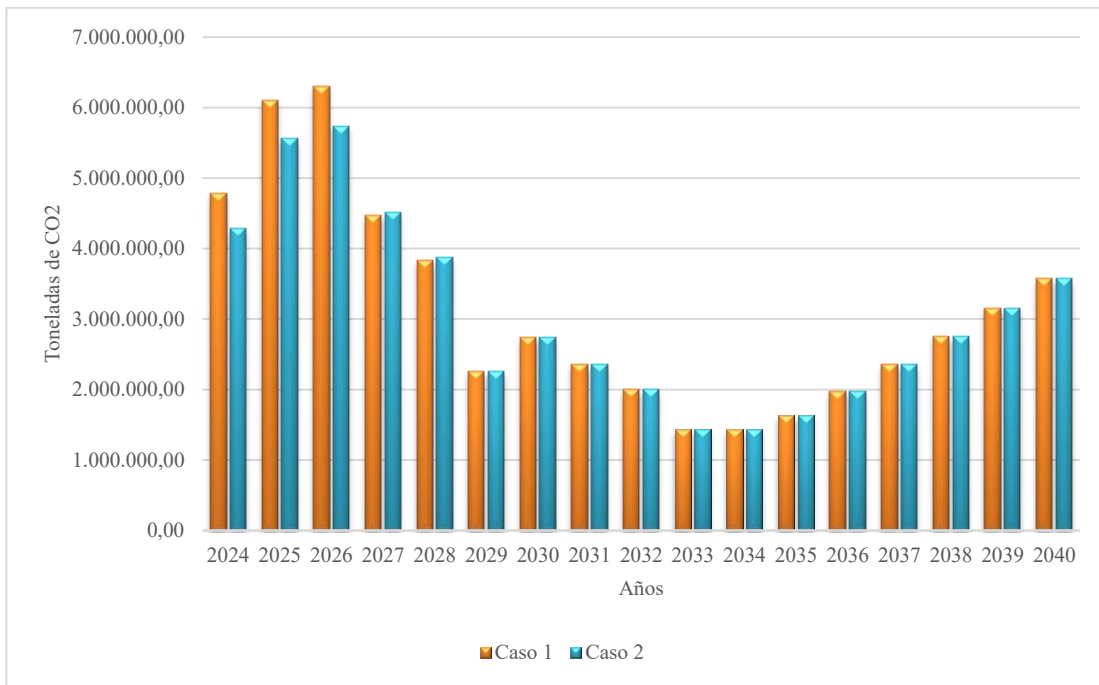


Figura 24. Comparación de emisiones totales de CO2 Caso 1 y Caso 2.

Para cubrir el crecimiento de la demanda dentro del período de estudio 2024 - 2040, el modelo EPM realiza un despacho anualizado teniendo en cuenta las restricciones operativas y penalizaciones del sistema; con el objetivo de reducir las emisiones de dióxido de carbono de acuerdo al requerimiento de los casos de estudio en cada una de las zonas operativas y con la finalidad de mantener el equilibrio en la demanda, el modelo EPM reduce el despacho de la generación termoeléctrica con combustibles fósiles principalmente el Fuel Oil y lo compensa con generación de energías renovables; para subsanar la reducción de generación termoeléctrica a Gas se incrementa la generación tipo eólica; se puede notar que la generación hidroeléctrica aporta con incremento de potencia en ciertos años al inicio del período de estudio; en general podemos notar una pequeña disminución de la generación a Fuel Oil; para corroborar lo citado se presenta la tabla comparativa de los despachos de los dos casos de estudio.

Tabla XV. Comparación despacho de potencia por tipo de fuente en GW.

Años	Diesel		FuelOil		Gas		Geoter		PV		Water		Wind		TOTAL GW	
	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2
2024	3789,62	3737,71	2312,66	1590,90	441,00	434,96	0,00	0,00	0,00	0,00	22297,92	21884,84	1020,36	1006,39	29861,57	28654,80
2025	3789,62	3737,71	4152,26	3356,31	441,00	434,96	0,00	0,00	0,00	0,00	22830,10	22390,34	1020,36	1006,39	32233,36	30925,71
2026	2764,10	3737,71	5768,99	3946,27	205,90	203,08	0,00	0,00	1533,00	1512,00	23002,74	23132,11	1983,96	1956,79	35258,69	34487,97
2027	1171,32	716,70	4652,21	5064,67	239,63	236,35	525,60	518,40	5807,00	5727,46	21790,19	20820,74	2378,16	2345,59	36564,11	35429,90
2028	1121,50	742,01	3733,91	4084,28	287,81	283,87	525,60	518,40	7110,05	7012,66	22931,98	23164,95	2378,16	2345,59	38089,01	38151,75
2029	467,71	461,30	1889,01	1863,14	463,01	456,67	525,60	518,40	9639,50	9507,46	21672,31	21646,54	5706,96	5628,79	40364,11	40082,29
2030	467,71	557,80	2575,58	2443,79	463,01	456,67	963,60	950,40	9639,50	9507,46	22707,72	22102,43	5706,96	5628,79	42524,09	41647,34
2031	467,71	461,30	2027,00	1999,23	463,01	456,67	963,60	950,40	9639,50	9507,46	23818,76	23214,18	5706,96	5628,79	43086,55	42218,02
2032	467,71	461,30	1532,11	1511,12	463,01	456,67	963,60	950,40	9639,50	9507,46	27517,53	26851,51	5706,96	5628,79	46290,42	45367,24
2033	467,71	461,30	737,77	727,66	463,01	456,67	963,60	950,40	9639,50	9507,46	29059,77	28838,32	5706,96	5628,79	47038,32	46570,59
2034	467,71	461,30	737,77	727,66	463,01	456,67	963,60	950,40	9639,50	9507,46	30178,91	30106,29	5706,96	5628,79	48157,46	47838,56
2035	467,71	461,30	1017,88	1003,94	463,01	456,67	963,60	950,40	9639,50	9507,46	31170,92	30854,91	5706,96	5628,79	49429,58	48863,46
2036	728,99	719,01	1257,89	1240,66	463,01	456,67	963,60	950,40	9639,50	9507,46	31827,18	30840,77	5706,96	5628,79	50587,14	49343,75
2037	852,60	840,92	1668,15	1645,30	463,01	456,67	963,60	950,40	9639,50	9507,46	32142,58	31518,35	5706,96	5628,79	51436,40	50547,88
2038	852,60	840,92	2221,53	2191,10	463,01	456,67	963,60	950,40	9639,50	9507,46	32977,61	32415,17	5706,96	5628,79	52824,82	51990,50
2039	852,60	840,92	2788,31	2750,11	463,01	456,67	963,60	950,40	9639,50	9507,46	33770,83	32957,93	5706,96	5628,79	54184,82	53092,27
2040	852,60	840,92	3368,83	3322,68	463,01	456,67	963,60	950,40	9639,50	9507,46	33627,56	33357,06	5706,96	5628,79	54622,06	54063,97
Total	20049,48	20080,12	42441,84	39468,83	7171,46	7073,22	12176,40	12009,60	130124,11	128341,58	463324,60	456096,44	77264,60	76206,18	752552,50	739275,97

Utilizando la modelación matemática EPM, el costo total anualizado de PEG considera los costos operativos de las centrales de generación actualmente instaladas, así como la inversión necesaria de las nuevas centrales de generación a ser incluidas en el sistema y su operación hasta el período de estudio; incluye también los costos de reservas, excedentes de energías incluyendo los costos de penalizaciones; la Figura 25, representa el costo anual en valor presente para las en diferentes zonas de Ecuador. Se observa que los costos incrementan los tres primeros años del período de estudio puesto que ingresan centrales termoeléctricas con combustible Fuel Oil iniciando sus operaciones a más de ello también entran en operación las centrales eólicas ya que los costos de capital de inversión son elevados; desde el año 2028 en adelante los costos totales de inversión de la PEG se mantienen iguales para ambos casos; con lo que podemos indicar que la tendencia a reducir emisiones de CO2 en el sistema causa un costo adicional en inversión de ERNC y energías alternas con menos emisiones de CO2.

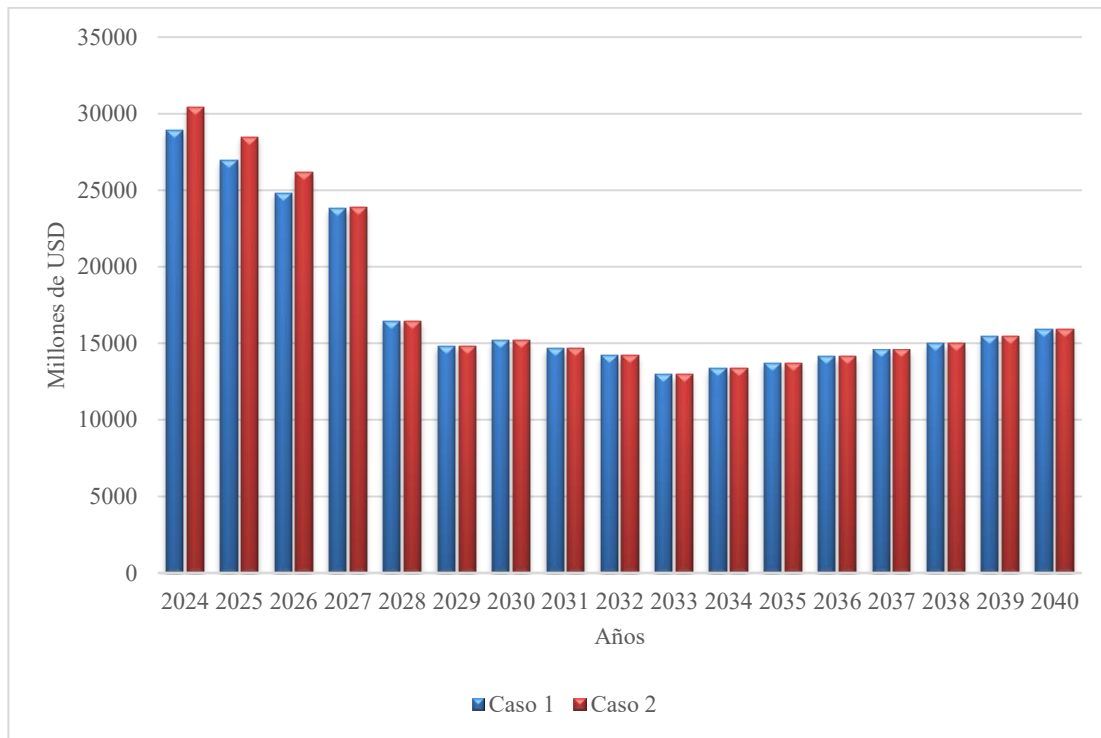


Figura 25. Comparación de Costo anual de la PEG Caso 1 y Caso 2.

Los cálculos de los casos de estudio indican que el valor total del costo del sistema eléctrico a lo largo de todo el horizonte de planificación y al reducir las emisiones totales de dióxido de carbono en un 25%, existe un incremento en el costo total de la PEG de un 1.5%, por lo que la tendencia al cumplimiento de las políticas medioambientales y la transición a energías limpias implica costos elevados; se debe tener en cuenta que no solo se puede depender de ERNC puesto que no cumplirían con requisitos de estabilidad del sistema, por lo tanto aún es necesaria la dependencia de los recursos hídricos y fósiles hasta que se incorporen al sistema tecnologías más eficientes y sistemas de almacenamiento de energía.

## Conclusiones.

- Se realizó el modelamiento del problema para la expansión de la generación en función del algoritmo y metodología EPM, la base de datos se obtuvo de acuerdo al PME del sector ecuatoriano; se utilizaron los datos de generación existente y generación proyectada incluyendo la cronología de ingreso de la nueva generación; sin embargo, los datos de penalizaciones, costos fijos, variables y de construcción de generadores por tipo de combustible se tomaron como referencia valores internacionales; puesto que la interfaz del modelo es muy intuitiva, no existe problema en actualizar los valores con los de cada país una vez se encuentren disponibles.
- La metodología EPM utilizada para solucionar el problema de expansión de generación a nivel ecuatoriano minimiza el costo de inversión total incluyendo costos fijos y variables dentro de un período determinado teniendo en cuenta un despacho referencial diario; también permite zonificar la red eléctrica dando al usuario un mejor enfoque del problema, puesto que al reducir el sistema en áreas de influencia permite tener controles localizados y límites independientes; a más de ello podemos obtener un despacho económico anual; el programa inicialmente cubre el déficit de reservas y pérdidas que se parametrizan en el sistema; por lo tanto, ingresa la potencia máxima de las centrales proyectadas en los años planificados para cumplir con el balance de potencia; sin embargo, se puede parametrizar la capacidad máxima de construcción anual, con lo que el usuario puede controlar la capacidad de inversión anual y con ello tomar mejores decisiones en aspectos técnicos, económicos y medioambientales.
- El problema de expansión de generación utilizando el modelo EPM al ser restringido con reducciones de emisión de CO<sub>2</sub> desde 2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> hasta 1.5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> lo que representa el 25% de reducción, el precio total de construcción del PEG incrementa de 14.770,23 millones de USD a 15.000,90 millones de USD lo que representa el 1.56% de

incremento en el precio total de construcción dentro del período 2024 a 2040. Esto sugiere que la transición hacia una matriz energética más limpia implica costos elevados principalmente por el cubrir el déficit de las reservas rotativas; pese a ello genera beneficios ambientales a largo plazo.

- Para poder dar cumplimiento a las restricciones medioambientales y los compromisos de cambio climático internacionales se reduce en un 25% las emisiones globales de CO<sub>2</sub> en el total del período de estudio, el modelo EPM realiza un despacho de potencia anual en el que reduce el abastecimiento de la demanda con generación a Fuel Oil en un 7%, mientras que aumenta levemente el consumo de generación a Diesel en un 0.15 % que es un valor imperceptible a lo largo del despacho.
- Al reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> limitamos producción de generación termoeléctrica, en la composición general del despacho se puede ver que las demás fuentes de energía también sufren pequeños decrementos, haciendo que el despacho global reduzca en 1.76%; para mantener el balance de demanda el sistema infringe en la energía no suministrada al sistema en los tres primeros años del período de estudio incrementándose en un 78.67%; a más de ello las pérdidas por transmisión de potencia entre zonas incrementan en un 3.41% desde el año 2026 hasta 2028; a partir del año 2029 los valores para mantener la estabilidad de demanda en ambos casos no tienen variaciones.

## **Recomendaciones.**

- Para el problema de expansión de la generación se ha limitado la transferencia de potencia activa entre zonas con la potencia de soportabilidad de las líneas de transmisión que interconectan; sin embargo, el modelo EPM también se puede expandir para realizar la expansión de la red; para lo cual se deberán incorporar las ecuaciones de flujos de potencia.
- Se recomienda actualizar el PME incluyendo nuevas tecnologías de ERNC como son: las baterías de almacenamiento, la generación a través de hidrógeno verde, el potencial mareomotriz; también es posible incrementar cotas de embalses dentro del algoritmo; con ello se puede ampliar el modelamiento del EPM y poder determinar una nueva planificación de la expansión de la generación e incorporar reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub>, para determinar el mejor costo a nivel técnico económico.
- En el modelamiento del EPM se debe ingresar días de demanda representativa y no más allá de 20 líneas de transmisión; ya que, de ingresar mayor cantidad de datos de este tipo, estamos sobrecargando la capacidad del sistema para poder encontrar la solución óptima del problema haciendo que existan errores de coherencias y tiempos de proceso computacionales demasiado altos, lo cual disminuye el rendimiento del algoritmo.

## Referencias.

- [1] República del Ecuador, «Primera Contribución Determinada a Nivel Nacional para el Acuerdo de París bajo la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático,» 2019.
- [2] Ministerio de Energía y Minas, «Ecuador avanza hacia la disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector eléctrico,» 2022.
- [3] N. E. Koltsaklis y A. S. Dagoumas, «State-of-the-art generation expansion planning: A review,» *Applied Energy*, vol. 230, pp. 563-589, 2018.
- [4] O. J. Guerra, D. A. Tejada y G. V. Reklaitis, «An optimization framework for the integrated planning of generation and transmission expansion in interconnected power systems,» *Applied Energy*, vol. 170, pp. 1-21, 2016.
- [5] S. D. Saldarriaga-Zuluaga, J. M. López-Lezama y N. Muñoz-Galeano, «Planeamiento Integrado de la Expansión en Generación y Transmisión Considerando Restricciones de Seguridad,» *La Serena*, vol. 29, n° 3, 2018.
- [6] X. Kong, J. Yao y Z. E. Wang, «Generation Expansion Planning Based on Dynamic Bayesian Network Considering the Uncertainty of Renewable Energy Resources,» *IEEE 2nd International Conference on Automation, Electronics and Electrical Engineering (AUTEEE)*, 2019.
- [7] K. Woong y K. Jinho, «Generation Expansion Planning Model for Integrated Energy System Considering Feasible Operation Region and Generation Efficiency of Combined Heat and Power,» *Energies*, vol. 12, n° 2, 2019.
- [8] M. Dehghani, M. Taghipour, S. Sadeghi-Gougheri, A. Nikoofard, A. Nikoofard y M. Khosravy, «A Deep Learning-Based Approach for Generation Expansion Planning Considering Power Plants Lifetime,» *Energies*, vol. 14, n° 23, 2021.
- [9] R. Diewvilai y K. Audomvongseree, «Generation Expansion Planning with Energy Storage Systems Considering Renewable Energy Generation Profiles and Full-Year Hourly Power Balance Constraints,» *Energies*, vol. 14, n° 18, p. 5733, 2021.

- [10] C. L. a, A. J. Conejo, P. Liu, B. P. Omell, J. D. Siirola y I. E. Grossmann, «Mixed-integer linear programming models and algorithms for generation and transmission expansion planning of power systems,» *European Journal of Operational Research*, vol. 297, n° 3, pp. 1071-1082, 2022.
- [11] B. Chen, T. Liu, X. Liu, C. He, L. Nan y L. Wu, «Distributionally Robust Coordinated Expansion Planning for Generation, Transmission, and Demand Side Resources Considering the Benefits of Concentrating Solar Power Plants,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 38, n° 2, pp. 1205 - 1218, 2022.
- [12] A. Covarrubias, «La planificación de la ampliación de sistemas eléctricos,» *OIEA BOLETÍN*, vol. 21, n° 2, 2021.
- [13] A. M. Feldpausch-Parker, T. Rai Peterson, J. C. Stephens y E. J. Wilson, «Smart grid electricity system planning and climate disruptions: A review of climate and energy discourse post-Superstorm Sandy,» *Elsevier*, vol. 82, n° 2, pp. 1961-1968, 2018.
- [14] Naciones Unidas, «Acuerdo de París,» de *Objetivos de Desarrollo Sostenible*, 2015.
- [15] Ministerio de Energía y Minas - Ecuador, «Plan Maestro de Electricidad Capítulo 4: Expansión de la generación,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.rekursyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>. [Último acceso: Noviembre 2024].
- [16] Y. N. D. P. Meisam Farrokhifar, «Energy systems planning: A survey on models for integrated power and natural gas networks coordination,» *Elsevier*, vol. 262, 2020.
- [17] Ministerio de Electricidad y Energía Revovable, «Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035,» 2017. [En línea]. Available: [https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2017/09/1.PLAN\\_NACIONAL\\_EFICIENCIA\\_ENERGETICAmaqueta-final-digital.pdf](https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2017/09/1.PLAN_NACIONAL_EFICIENCIA_ENERGETICAmaqueta-final-digital.pdf). [Último acceso: noviembre 2024].
- [18] Ministerio de Energía y Minas, «5. Plan de expansión de la transmisión,» de *Plan maestro de Electricidad*, Ecuador, 2019.
- [19] J. Wen, X. Han, J. Li, Y. Chen, H. Yi y C. Lu, «Transmission network expansion,» *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 1, n° 1, pp. 78-85, 2015.

- [20] Ministerio de Energía y Minas, «Capítulo 6. Expansión y mejora de la distribución,» de *Plan Maestro de Electricidad*, Ecuador, 2019.
- [21] A. Villamarín-Jácome, M. Saltos-Rodríguez b, D. Espín-Sarzosa b, R. Haro c, G. Villamarín y M. Onyeka Okoye, «Deploying renewable energy sources and energy storage systems for achieving low-carbon emissions targets in hydro-dominated power systems: A case study of Ecuador,» *Renewable Energy*, vol. 241, 2025.
- [22] P. D. Armas Arroba, «Análisis de las incertidumbres más relevantes en el problema de la planificación de la expansión de la transmisión,» *ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL*, 2024.
- [23] J. Z. Binghui Li, «A review on the integration of probabilistic solar forecasting in power systems,» *Solar Energy*, vol. 210, pp. 68-86, 2020.
- [24] J. G. Checa Burgos, A. R. Delgado Revilla, L. A. Sandoval Almeida, F. J. Fares Vargas y C. H. Lozada Cabrera, «Una revisión del desarrollo de los modelos matemáticos para la estimación de la potencia eléctrica generada en un sistema fotovoltaico,» *Ciencia Latina Internacional*, vol. 7, nº 3, 2023.
- [25] . M. Gómez Sánchez, Y. Masip Macia, A. Fernández Gil, C. castro, . S. M. Nuñez González y J. Pedrera Yanes, «A Mathematical Model for the Optimization of Renewable Energy Systems,» *Mathematics*, vol. 9, nº 39, 2021.
- [26] IEA, «Electricity Market Report 2023,» 2023. [En línea]. Available: [www.iea.org](http://www.iea.org). [Último acceso: noviembre 2024].
- [27] A. J. Vázquez Vaamonde, «Economía energética circular: Una opción de descarbonización de la energía,» *Encuentros Multidisciplinarios*, nº 72, 2022.
- [28] D. García- Sanchez, «La energía renovable como motor de una economía descarbonizada e inclusiva hacia el 2050,» *Revista de Política Económica y Desarrollo Sostenible*, vol. 6, nº 1, 2020.
- [29] J. Mitali, S. Dhinakaran y A. Mohamad, «Energy storage systems: a review,» *Chinese roots Global Impact*, nº 1, pp. 166-216, 2022.
- [30] Ministerio de Energía y Minas, «Balance Energético Nacional año 2023,» de *Capítulo 1:*

*Energía, Sociedad y Ambiente*, Ecuador, 2023, pp. 43-49.

- [31] Operador Nacional de Electricidad CENACE, «Rendición de cuentas 2023,» de *Sector Eléctrico*, Ecuador, 2023.
- [32] Gobierno del Ecuador, «Mapa Normativo,» 2024.
- [33] República del Ecuador, «Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica,» *Asamblea Nacional*, 2018.
- [34] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, *ACUERDO Nro. MERNNR-VEER-2021-0008-AM*, Ecuador, 2021.
- [35] Operador Nacional de Electricidad CENACE , « Energía Neta Producida por las Centrales de Generación [GWh],» 2024. [En línea]. Available: <https://www.cenace.gob.ec/energia-neta-producida-por-las-centrales-de-generacion-gwh/>. [Último acceso: 5 12 2024].
- [36] Ing. Lenin Haro Estrella – Operador Nacional de Electricidad CENACE, «Factor de emisión de CO2 del sistema nacional interconectado de Ecuador,» *Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de gases de efecto Invernadero*, 2023.
- [37] Consejo Nacional de Planificación de la República del Ecuador, «Plan Nacional de Desarrollo para el nuevo Ecuador 2024-2025,» 2024.
- [38] World Bank EPM, «WB\_Electricity\_Planning\_Model\_Documentation\_2023,» Github, [En línea]. Available: <https://github-com.translate.goog/worldbank/EPM?tab=readme-ov-file#readme>. [Último acceso: 19 12 2024].
- [39] Energy Sector Management Assistance Program ESMAP, «Annual Reports,» [En línea]. Available: <https://www.esmap.org/>.
- [40] GAMS Software GmbH in the European Union, «General Algebraic Modeling Language GAMS,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.gams.com/>. [Último acceso: 19 12 2024].
- [41] Dirección Técnica de Regulación Económica y Tarifas, «Análisis y Determinación del costo del servicio público de Energía Eléctrica (SPEE),» Informe N°. INF-DTRET-2024-043, Ecuador, OCTUBRE 2024.
- [42] Environmental Impact Assessment, «Construction cost data for electric generators

- installed in 2022,» 24 septiembre 2024. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/electricity/generatorcosts/>. [Último acceso: febrero 2025].
- [43] EP PETROECUADOR, «Precios de venta en terminal para las comercializadoras calificadas y autorizadas a nivel nacional,» Decretos Ejecutivos No. 338, 1158, 724 Y 467, 2024. [En línea]. Available: <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/12/ESTRUCTURA-DE-PRECIOS-DICIEMBRE-2023.pdf>. [Último acceso: febrero 2025].
- [44] CENACE, «Información Operativa en tiempo real,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.cenace.gob.ec/info-operativa/InformacionOperativa.htm>.
- [45] M. Dritsaki y C. Dritsaki, «The Relationship Between Health Expenditure, CO2 Emissions, and Economic Growth in G7: Evidence from Heterogeneous Panel Data,» *Journal of the Knowledge Economy*, vol. 15, n° 1, p. 4886–4911, 2024.
- [46] Corporación Eléctrica del Ecuador CELLEC EP, «Información Técnica de Centrales Hidroeléctricas,» 2024. [En línea]. Available: [celec.gob.ec](http://celec.gob.ec).

## ANEXOS

### Anexo 1: Formulación de la función objetivo

$$npvcost = \sum_{Z,Y} ReturnRate_Y \times WeightYear_Y \times totalcost_{Z,Y} \quad (2)$$

$$totalcost_{Z,Y} = \sum_{Z,Y} (fixedcost_{Z,Y} + variablecost_{Z,Y} + reservecost_{z,y} + usecost_{z,y} + usrcost_{z,y} + carboncost_{z,y} + CO2backCost_y + CurtailmentCost_{z,y} + SurplusCost_{z,y}) \quad (3)$$

$$fixedcost_{Z,Y} = \sum_{g \in NG \cap NDC} (CRF_{NG} \times CapCost_{NG,Y} \times cap_{NG,Y}) + \sum_{G,Z} (FixedOM_{Z,Y} \times cap_{G,Y}) \quad (4)$$

$$variablecost_{Z,Y} = \sum_{G,F,Q,D,T} (GenCost_{G,F,Y} \times Duration_{Q,D,T,Y} \times gen_{G,F,Q,D,T,Y}) \quad (5)$$

$$reservecost_{z,y} = \sum_{G \in Z,Q,D,T} (ResCost_G \times Duration_{Q,D,T,Y} \times reserve_{G,Q,D,T,Y}) \quad (6)$$

$$usecost_{z,y} = \sum_{Q,D,T} (VoLL \times Duration_{Q,D,T,Y} \times unmetDem_{z,Q,D,T,Y}) \quad (7)$$

$$usrcost_{Z,Y} = \sum_{Q,D,T} (ResVoLL \times unmetRes_{Z,Y}) + \sum_{Q,D,T} (Duration_{Q,D,T,Y} \times ResVoLL \times unmetSResZon_{z,Q,D,T,Y}) + \sum_{Q,D,T} (Duration_{Q,D,T,Y} \times ResVoLL \times unmetSResSY_{Q,D,T,Y}) \quad (8)$$

$$carboncost_{Z,Y} = \sum_{G \in F,Q,D,T} (Duration_{Q,D,T,Y} \times Carbon\_tax_y \times HeatRate_F \times carbon\_emission_F \times gen_{G,F,Q,D,T,Y}) + CO2backstop_{z,y} \times CO2backstopPenalty + sysCO2backstop_y \times CO2backstopPenalty \quad (9)$$

$$CO2backCost_y = \sum_Y (CO2backstopPenalty \times CO2backstop_{Z,Y}) \quad (10)$$

$$CurtailmentCost_{Z,Y} = CurtailmentPenalty \times Curtailment_{Z,Y} \quad (11)$$

$$SurplusCost_{Z,Y} = SurplusPenalty \times Surplus_{Z,Y} \quad (12)$$

$$Surplus_{Z,Y} = \sum_{Q,D,T} (surplus_{z,Q,D,T,Y} \times Duration_{Q,D,T,Y}) \quad (13)$$

## Anexo 2: Índices, variables y parámetros de la función objetivo.

### a) Índices.

$c \in C$	Donde $C$ es el conjunto de países.
$d \in D$	Donde $D$ es el conjunto de tipos de días o semanas.
$f \in F$	Donde $F$ es el conjunto de combustibles.
$g \in G$	Donde $G$ es el conjunto de generadores que pueden construirse o el conjunto de tipos de generadores agregados específicos de la tecnología.
$q \in Q$	Donde $Q$ es el conjunto de estaciones.
$y \in Y$	Donde $Y$ es el conjunto de años considerados en el modelo de planificación.
$z, z2 \in Z$	Donde $Z$ es el conjunto de zonas/regiones modeladas.

### Subconjuntos considerados

$EG, NG \in G$	Donde $EG$ y $NG$ es una partición del conjunto $G$ y la primera ( $EG$ ) contiene generadores existentes en el año de inicio del horizonte de planificación y la segunda ( $NG$ ) contiene generadores candidatos.
$DC Y NDC \in G$	Donde $DC$ y $NDC$ son particiones del conjunto $G$ que separan los generadores con un coste CAPEX constante a lo largo del horizonte de modelización y aquellos generadores que tienen costes variables a lo largo del tiempo. Esta característica se ha desarrollado principalmente para tener en cuenta las tecnologías que presentan reducciones de costes debidas a mejoras tecnológicas y avances en la fabricación.
$map_{c,z}$	Incluye el subconjunto de zonas que corresponden a cada país.
$map_{g,f}$	Incluye combinaciones válidas de combustibles y generadores; el subconjunto del conjunto $G \times F$ .
$map_{g,ng}$	Incluye combinaciones de generadores existentes y candidatos; el subconjunto del conjunto $EG \times NG$ .
$map_{g,z}$	Incluye el subconjunto de generadores que corresponden a cada zona.

### b) Variables

$npvcost$	Valor actual neto del coste del sistema eléctrico a lo largo de todo el horizonte de planificación; función objetivo del modelo de optimización a minimizar.
$totalcost_{z,y}$	Coste anual del sistema a precios constantes.

$fixedcost_{z,y}$	Coste fijo de explotación y mantenimiento junto con pagos de capital a precios constantes.
$variablecost_{z,y}$	Coste variable, incluido el combustible y el coste variable de funcionamiento y mantenimiento a precios constantes.
$reservecost_{z,y}$	Coste de adquisición de reservas rotatorias.
$usecost_{z,y}$	Daños/pérdidas económicas a precios constantes por la demanda insatisfecha.
$usrcost_{z,y}$	Penalización a precios constantes por el incumplimiento de los requisitos de reserva rotatoria.
$carboncost_{z,y}$	Pagos del impuesto sobre el carbono por los generadores.
$CO2backCost_y$	Sanción por incumplimiento de las restricciones de carbono en USD.
$CurtailmentCost_{z,y}$	Costo de energía renovable no usada.
$Curtailment_{z,y}$	Energía renovable no suministrada en MWh
$SurplusCost_{z,y}$	Coste de la energía excedente para el sistema en USD.
$Surplus_{z,y}$	Excedente de energía en MW.
$gen_{G,F,Q,D,T,Y}$	Salida del generador en MW.
$reserve_{G,Q,D,T,Y}$	Requerimiento de reservas rodantes cumplidas en MW.
$unmetSResSY_{Q,D,T,Y}$	Incumplimiento a nivel de sistema de la reserva rodante en MW.
$unmetRes_{z,Y}$	Incumplimiento de reserva planificada en MW.
$unmetSResZon_{z,Q,D,T,Y}$	Incumplimiento en cada zona de la reserva rodante en MW.

### c) Parámetros.

$ReturnRate_y$	Tasa de retorno anual en el año y.
$WeightYear_y$	Relevancia de una central a cada año y.
$CRF_{NG}$	Factor de recuperación de capital para nuevos generadores.
$CapCost_{NG,Y}$	Costo de capital de la unidad generadora en USD por MW.
$cap_{NG,Y}$	Capacidad de generador disponible en el año y en MW.
$FixedOM_{z,Y}$	Costo fijo de operación y mantenimiento en USD por MW.
$GenCost_{G,F,Y}$	Costo variable de generación (combustible y VOM) en USD por MWh.

$Duration_{Q,D,T,Y}$	Duración de cada franja horaria (bloque) en horas.
$ResCost_G$	Costo de provisión de reservas en USD por MWh.
$VoLL$	Multa o pérdida económica considerada por MWh de demanda insatisfecha.
$unmetDem_{Z,Q,D,T,Y}$	Demanda insatisfecha en MW (o equivalentemente violación de la restricción de equilibrio de carga).
$ResVoLL$	Multa por incumplimiento de reserva planificada en USD por MW.
$Carbon\_tax_y$	Precio del carbono en USD por tonelada de CO <sub>2</sub> .
$HeatRate_F$	Tasa de calor en MMBTU/MWh por tipo de combustible.
$carbon\_emission_F$	Emisión en tonelada de CO <sub>2</sub> por combustible consumido.
$CO2backstop_{Z,Y}$	Emisiones anuales de CO <sub>2</sub> superiores a las emisiones del sistema.
$CO2backstopPenalty$	Multa por tonelada de CO <sub>2</sub> por encima del objetivo previsto.
$sysCO2backstop_Y$	Emisiones anuales de CO <sub>2</sub> del sistema superiores a las emisiones del sistema.
$CurtailementPenalty$	Multa por MWh de energía renovable no usada (disminuido).
$Curtailement_{Z,Y}$	Energía renovable no usada (disminuido) en MWh.
$SurplusPenalty$	Multa por MWh de energía excedente.

### Anexo 3: Formulación de restricciones

Sujeto a:

#### 1. Restricción de transmisión de red

$$\begin{aligned}
 \sum_{G \in Z, F} gen_{G, F, Q, D, T, Y} - \sum_{ZZ} trans_{Z, ZZ, Q, D, T, Y} & \\
 + \sum_{ZZ} \left( (1 - LossFactor_{Z, ZZ, Y}) \times trans_{ZZ, Z, Q, D, T, Y} \right) & \\
 + unmetDem_{Z, Q, D, T, Y} - surplus_{Z, Q, D, T, Y} & \\
 = Demand_{Y, Z, Q, D, T} \times Eefactor_{Z, Y} &
 \end{aligned} \tag{14}$$

$$trans_{Z, ZZ, Q, D, T, Y} \leq TransLimit_{Z, ZZ, Q, Y} \tag{15}$$

$$\sum_{Z \in Q, D, T} importPrice_{Z, Q, D, T, Y} \leq \sum_{Z \in Q, D, T} (Demand_{Y, Z, Q, D, T} \times MaxImport) \tag{16}$$

$$\sum_{Z \in Q, D, T} exportPrice_{Z, Q, D, T, Y} \leq \sum_{Z \in Q, D, T} (Demand_{Y, Z, Q, D, T} \times MaxExport) \tag{17}$$

#### 2. Requerimientos del sistema

$$\begin{aligned}
 \sum_g (reserve_{G, Q, D, T, Y}) + unmetSResSY_{Q, D, T, Y} & \\
 + \sum_{ZZ} (TransLimit_{Z, ZZ, Q, Y} - trans_{Z, ZZ, Q, D, T, Y}) & \\
 \geq SResSY + 0.2 \times \sum_{G, F} gen_{G, F, Q, D, T, Y} &
 \end{aligned} \tag{18}$$

$$reserve_{G, Q, D, T, Y} \leq cap_{G, Y} \times ResOff_G \tag{19}$$

$$\begin{aligned}
 \sum_G (cap_{G, Y}) + unmetRes_{Z, Y} + \sum_{ZZ} (TransLimit_{Z, ZZ, Q, Y} - trans_{Z, ZZ, Q, D, T, Y}) & \\
 \geq (1 + PRM_Z) \times Demand_{Y, Z, Q, D, T} &
 \end{aligned} \tag{20}$$

### 3. Restricciones de generación

$$\sum_F (gen_{G,F,Q,D,T,Y}) + reserve_{G,Q,D,T,Y} \leq (1 - OverLoadFactor_g) \times cap_{G,Y} \quad (21)$$

$$reserve_{G,Q,D,T,Y} \leq cap_{G,Y} \times ResOff_G \quad (22)$$

$$\sum_F gen_{G,F,Q,D,T-1,Y} - \sum_F gen_{G,F,Q,D,T,Y} \leq cap_{G,Y} \times RampDn_G \quad (23)$$

$$\sum_F gen_{G,F,Q,D,T,Y} - \sum_F gen_{G,F,Q,D,T-1,Y} \leq cap_{G,Y} \times RampUp_G \quad (24)$$

$$\sum_F gen_{G,F,Q,D,T,Y} \geq MinCapFac_G \times cap_{G,Y} \quad (25)$$

$$\sum_{F,D,T} (Duration_{Q,D,T,Y} \times gen_{G,F,Q,D,T,Y}) \leq Availability_{G,Q} \times \sum_{D,T} (Duration_{Q,D,T,Y} \times cap_{G,Y}) \quad (26)$$

### 4. Coherencia temporal para insertar y retirar generación en el sistema eléctrico

$$cap_{G \in EG,Y} = cap_{G \in EG,Y-1} - retire_{EG,Y}; \text{ para las EG en los años siguientes} \quad (27)$$

$$cap_{G \in EG,Y} = GenCap_G; \text{ para las EG comisionadas después del año inicial} \quad (28)$$

$$cap_{G \in EG,Y} = 0; \text{ para las EG después del año de retiro} \quad (29)$$

$$cap_{G \in EG,Y} = cap_{G \in EG,Y-1} + build_{NG,Y}; \text{ para los años siguientes} \quad (30)$$

$$cap_{G \in EG,Y} = build_{NG,Y}; \text{ para el año presente} \quad (31)$$

$$cap_{G \in EG,Y} = 0; \text{ para las EG antes del año de comisionamiento.} \quad (32)$$

### 5. Restricciones de inversión

$$\sum_Y build_{NG,Y} \leq MaxNewCap_{NG} \quad (33)$$

$$\sum_{NG} build_{NG,Y} \leq Annual\_built\_limit_Y \times WeightYear_Y \quad (34)$$

$$build_{NG,Y} = DiscreCap_{NG} \times builtCapVar_{NG,Y} \quad (35)$$

$$build_{G,Y} = 0; \text{ para los años anteriores al comisionamiento.} \quad (36)$$

$$fuel_{Z,F,Y} = \sum_{G,Q,D,T} Duration_{Q,D,T,Y} \times HeatRate_F \times gen_{G,F,Q,D,T,Y} \quad (37)$$

$$\sum_{NG,Y} ReturnRate_Y \times CFR_{NG} \times CapCost_{NG,Y} \leq MaxCapital \quad (38)$$

## 6. Políticas medioambientales

$$emissionsZon_{Z,Y} = \sum_{G,F,Q,D,T} (gen_{G,F,Q,D,T,Y} \times HeatRate_F \times carbon\_emission_F \times Duration_{Q,D,T,Y}) \quad (39)$$

$$emissions_Y = \sum_{G,F,Q,D,T} (gen_{G,F,Q,D,T,Y} \times HeatRate_F \times carbon\_emission_F \times Duration_{Q,D,T,Y}) \quad (40)$$

$$emissionsZon_{Z,Y} \leq Sys\_emission\_cap_Y \quad (41)$$

#### Anexo 4: Variables y parámetros de las restricciones.

##### a) Variables

$gen_{G,F,Q,D,T,Y}$	Salida del generador en MW.
$trans_{Z,Z2,Q,D,T,Y}$	Potencia activa en MW que fluye de Z a Z2.
$unmetDem_{Z,Q,D,T,Y}$	Demanda insatisfecha en MW (o equivalentemente violación de la restricción de equilibrio de carga).
$surplus_{Z,Q,D,T,Y}$	Excedente de energía en MW.
$importPrice_{Z,Q,D,T,Y}$	Importación impulsada por precios externos en MW.
$exportPrice_{Z,Q,D,T,Y}$	Exportación impulsada por precios externos en MW.
$reserve_{G,Q,D,T,Y}$	Requerimiento de reservas rodantes cumplidas en MW.
$unmetSResSY_{Q,D,T,Y}$	Incumplimiento a nivel de sistema de la reserva rodante en MW.
$cap_{G,Y}$	Capacidad de generador disponible en el año Y en MW.
$unmetRes_{Z,Y}$	Incumplimiento de reserva planificada en MW.
$retire_{EG,Y}$	Capacidad en MW retirada.
$build_{NG,Y}$	Inversión en generadores en MW.
$builtCapVar_{NG,Y}$	Variable entera para modelar la capacidad de la unidad discreta.
$fuel_{Z,F,Y}$	Consumo de combustible en MMBTU.
$emissionsZon_{Z,Y}$	Emisiones en toneladas de $CO_2$ por zona z.
$emissions_Y$	Emisiones totales en toneladas de $CO_2$ del sistema.

##### b) Parámetros

$LossFactor_{Z,Z2,Y}$	Factor de pérdida “linealizado” en % de potencia activa que fluye en la línea de transmisión.
$Demand_{Y,Z,Q,D,T}$	Nivel de carga horaria en MW en la hora T, día D, estación Q y año Y.
$Eefactor_{Z,Y}$	Factor de escala de demanda para medidas de eficiencia energética.
$TransLimit_{Z,Z2,Q,Y}$	Límites de transferencia estacional Q y año Y entre zonas.

<i>MaxImport</i>	Participación máxima de las importaciones impulsadas por el precio horario en términos de demanda.
<i>MaxExport</i>	Participación máxima de las exportaciones impulsadas por el precio horario en términos de demanda.
<i>SRes<sub>Y</sub></i>	Restricción de reserva giratoria a nivel de sistema en MW.
<i>PRM<sub>Z</sub></i>	Margen de reserva de planificación por zona Z.
<i>ResOff<sub>G</sub></i>	Porcentaje de la unidad del generador que califica como oferta de reserva.
<i>OverLoadFactor<sub>G</sub></i>	Factor de sobrecarga del generador G, como %, de capacidad.
<i>RampDn<sub>G</sub></i>	Capacidad de desaceleración del generador g, como %, de la capacidad instalada.
<i>RampUp<sub>G</sub></i>	Capacidad de aceleración del generador g, como %, de la capacidad instalada.
<i>MinCapFac<sub>G</sub></i>	Factor de capacidad mínima (para reflejar los requisitos de carga mínima).
<i>Duration<sub>Q,D,T,Y</sub></i>	Duración de cada franja horaria (bloque) en horas.
<i>Availability<sub>G,Q</sub></i>	Disponibilidad de la unidad G para generar energía en la estación Q.
<i>GenCap<sub>G</sub></i>	Capacidad existente/disponible del generador en MW en el año inicial.
<i>MaxNewCap<sub>NG</sub></i>	Capacidad máxima de MW que se construirá en el período de planificación.
<i>Annual_built_limit<sub>Y</sub></i>	Cantidad máxima de MW que se puede construir por año.
<i>WeightYear<sub>Y</sub></i>	Relevancia de una central a cada año.
<i>DiscreCap<sub>NG</sub></i>	Capacidad discreta de la unidad para el generador G.
<i>HeatRate<sub>F</sub></i>	Tasa de calor en MMBTU/MWh por tipo de combustible.
<i>ReturnRate<sub>Y</sub></i>	Tasa de retorno anual en el año y.
<i>CRF<sub>NG</sub></i>	Factor de recuperación de capital para nuevos generadores.
<i>CapCost<sub>NG,Y</sub></i>	Costo de capital de la unidad generadora en USD por MW.
<i>MaxCapital</i>	Monto máximo de pagos de capital anualizados en miles de millones de USD en el período de planificación.
<i>carbon_emission<sub>F</sub></i>	Emisión en toneladas de CO <sub>2</sub> por combustible consumido.
<i>Sys_emission_cap<sub>Y</sub></i>	Límite de emisiones de toneladas de CO <sub>2</sub> dentro del sistema en el año Y.

## Anexo 5: Datos de entrada del modelo

### a) Límites de transferencia entre zonas

Tabla XVI. Tabla de límites de transmisión.

Z1	Z2	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Limite de transferencia entre zonas (MW)																		
zno	zSX	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732
zSX	zno	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732	1732
zno	zSO	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664
zSO	zno	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664
zno	zNX	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684
zNX	zno	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684
zNX	zSX	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664
zSX	zNX	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664
zSO	zSX	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	5020	7020	7020	7020	7020	7020	7020	7020	7020	7020
zSX	zSO	3020	3020	3020	3020	3020	3020	3020	5020	7020	7020	7020	7020	7020	7020	7020	7020	7020
zno	col	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
col	zno	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
zSX	per	20	20	20	20	1000	1000	1000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
per	zSX	20	20	20	20	1000	1000	1000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000

## b) Generadores proyectados para Ecuador 2027, acorde al PME

Año de Entrada en Operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Tipo	Potencia (MW)	Provincia	Cantón	Zona	Notas	Fuel	CAPEX	FixedOm	VariableOm	OperatingLife
										\$/MW	(\$/MW)año	\$/MW	años
2024	Alluriquin	CELEC EP - Hidrotoapi	Hidroeléctrico	205,4	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Sto. Domingo de los Tsáchilas, Sigchos	ZNO		Water	2574060	47060	1,57	50
2026	Ambi 2	Neoen SA	Geotérmico	60	Imbabura	Antonio Ante	ZNO	Privada	Geoter	7073000	153980	1,31	30
2026	Aroma Santo Solar	Neoen SA	Fotovoltaico	17,6	Loja	Sozoranga	ZSO	Privada	PV	981750	17160	0	25
2024	Bloque 1 de generacion firme - 400 MW	Estado	Termoeléctrico	400	Por definir	Por definir	ZSO		FuelOil	2084000	67020	30,58	40
2026	Bloque 1 ERNC: Eólico - 45 MW	Los adjudicatarios del PPS	Eólico	45	Provincia definida por el inversionista	Cantón definido por el inversionista	ZSX		Wind	1206000	29640	0	25
2026	Bloque 1 ERNC: Fotovoltaico - 318 MW	Los adjudicatarios del PPS	Fotovoltaico	317,6	Provincias definidas por los inversionistas	Cantones definidos por los inversionistas	ZNX		PV	981750	17160	0	25
2027	Bloque 1 ERNC: Hidroeléctrico - 149 MW	Los adjudicatarios del PPS	Hidroeléctrico	149	Provincias definidas por los inversionistas	Cantones definidos por los inversionistas	ZSO		Water	2574060	47060	1,57	50
2028	Bloque 1 Reposición Parque Termoelectrico - 200 MW	CELEC EP	Termoeléctrico	200	Definirá CELEC	Definirá CELEC	ZSX		FuelOil	2084000	67020	30,58	40
2025	Bloque 2 de generacion firme - 300 MW	Estado	Termoeléctrico	300	Por definir	Por definir	ZNO		FuelOil	2084000	67020	30,58	40
2028	Bloque 2 ERNC: Biomasa - 30 MW	Los adjudicatarios del PPS	Biomasa	30	Provincias definidas por los inversionistas	Cantones definidos por los inversionistas	ZSX		FuelOil	2084000	67020	30,58	25
2028	Bloque 2 ERNC: Eólico - 300 MW	Los adjudicatarios del PPS	Eólico	300	Provincias definidas por los inversionistas	Cantones definidos por los inversionistas	ZNO		Wind	1206000	29640	0	25
2027	Bloque 2 ERNC: Fotovoltaico - 170 MW	Los adjudicatarios del PPS	Fotovoltaico	170	Provincias definidas por los inversionistas	Cantones definidos por los inversionistas	ZSX		PV	981750	17160	0	25
2028	Bloque 2 ERNC: Hidroeléctrico - 200 MW	Los adjudicatarios del PPS	Hidroeléctrico	200	Provincias definidas por los inversionistas	Cantones definidos por los inversionistas	ZSO		Water	2574060	47060	1,57	50
2029	Bloque 2 Reposición Parque Termoelectrico - 200 MW	CELEC EP	Termoeléctrico	200	Definirá CELEC	Definirá CELEC	ZNO		FuelOil	2084000	67020	30,58	40
2028	Bloque 3 ERNC: Eólico Villonaco II	Estado	Eólico	80	Loja	Loja	ZSX		Wind	1206000	29640	0	25
2028	Bloque 3 ERNC: Fotovoltaico - 330 MW	Los adjudicatarios del PPS	Fotovoltaico	330	Por definir	Por definir	ZSO		PV	981750	17160	0	25
2030	Bloque 3 ERNC: Hidroeléctrico - 250 MW	Estado	Hidroeléctrico	250	Por definir	Por definir	ZSX		Water	2574060	47060	1,57	50
2028	Bloque de Ciclo Combinado I - 400 MW	Eladjudicatario del PPS	Termoeléctrico	400	Provincia definida por el inversionista	Cantón definido por el inversionista	ZNO		Gas	1606000	67020	22,19	40
2029	Chachimbiro	CELEC EP	Geotérmico	50	Imbabura	Urququí	ZNO		Geoter	3963000	153980	1,31	30
2026	Chorrillos	Hidroزامora EP	Hidroeléctrico	4	Zamora	Zamora Chinchipe	ZSO		Water	2574060	47060	1,57	50
2025	El Aromo	Solarpack	Fotovoltaico	200	Manabí	Manta / Montecristi	ZSX		PV	981750	17160	0	25
2027	El Rosario	Consortio El Rosario Energy (ECOENER)	Hidroeléctrico	49,5	Morona Santiago	Gualaquiza	ZSO	Privada	Water	2574060	47060	1,57	50
2026	El Salto	Hidroequinoccio EP	Hidroeléctrico	30	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado	ZNO		Water	2574060	47060	1,57	50
2023	Huayquichuma	SIPENERGY SA	Hidroeléctrico	6,5	El Oro	Zaruma-Atahualpa	ZSX		Water	2574060	47060	1,57	50
2027	Ibarra Fugua	Hidro Ibarra Fugua SA	Hidroeléctrico	300	Carchi	Bolivar	ZNO		Water	2574060	47060	1,57	50
2026	Imbabura Solar	Neoen SA	Fotovoltaico	60	Imbabura	Ibarra	ZNO	Privada	PV	981750	17160	0	25
2026	Intiyana Solar	Neoen SA	Fotovoltaico	60	Imbabura	San Miguel de Urququí	ZNO	Privada	PV	981750	17160	0	25
2027	La Magdalena	Hidroequinoccio EP	Hidroeléctrico	20	Imbabura	Cotacachi	ZNO		Water	2574060	47060	1,57	50
2027	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	110	El Oro	El Guabo	ZSX		Gas	1606000	67020	22,19	40
2026	Machala Gas Tercera Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	77	El Oro	El Guabo	ZSX		Gas	1606000	67020	22,19	40
2027	Maravilla	Hidroequinoccio EP	Hidroeléctrico	9	Pichincha	Quito	ZNO		Water	2574060	47060	1,57	50
2026	Mazar-Dudas: Dudas	CELEC EP - Hidroazogues	Hidroeléctrico	6,82	Cañar	Azogues	ZSO		Water	2574060	47060	1,57	50
2026	Mazar-Dudas: San Antonio	CELEC EP - Hidroazogues	Hidroeléctrico	7,19	Cañar	Azogues	ZSO		Water	2574060	47060	1,57	50
2023	Minas de Huasachaca	Elecaastro SA	Eólico	50	Loja	Saraguro	ZSO		Wind	1206000	29640	0	25
2026	Nanapura	Total Eren SA	Fotovoltaico	60	Imbabura	Ibarra	ZNO	Privada	PV	981750	17160	0	25
2030	Paute - Cardenillo	Eladjudicatario del PPS	Hidroeléctrico	595,6	Morona Santiago	Santiago de Méndez	ZNO		Water	2574060	47060	1,57	50
2029	Quijos	CELEC EP	Hidroeléctrico	50	Napo	Quijos	ZNO		Water	2574060	47060	1,57	50
2027	San Jacinto	Consortio San Jacinto	Hidroeléctrico	49,9	Santo Domingo de los Tsáchilas	Santo Domingo	ZNX	Privada	Water	2574060	47060	1,57	50
2027	Santa Rosa 2	Consortio Santa Rosa Energy (ECOENER)	Hidroeléctrico	49,5	Morona Santiago	Gualaquiza	ZSO	Privada	Water	2574060	47060	1,57	50
2031	Santiago (G8), Fase I	Eladjudicatario del PPS	Hidroeléctrico	1200	Morona Santiago	Tiwintza / Limón Indanza	ZSO		Water	2574060	47060	1,57	50
2032	Santiago (G8), Fase II	Eladjudicatario del PPS	Hidroeléctrico	1200	Morona Santiago	Tiwintza / Limón Indanza	ZSO		Water	2574060	47060	1,57	50
2023	Sarapullo 2	CELEC EP - Hidrotoapi	Hidroeléctrico	49	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Sto. Domingo de los Tsáchilas, Sigchos	ZNO		Water	2574060	47060	1,57	50
2026	Soldados Yanuncay: Central Soldados	Elecaastro SA	Hidroeléctrico	7,2	Azuay	Cuenca	ZSO		Water	2574060	47060	1,57	50
2026	Soldados Yanuncay: Central Yanuncay	Elecaastro SA	Hidroeléctrico	14,6	Azuay	Cuenca	ZSO		Water	2574060	47060	1,57	50
2026	Urququí	Dominion Energy SA	Fotovoltaico	60	Imbabura	San Miguel de Urququí	ZNO	Privada	PV	981750	17160	0	25
2025	Villonaco III	Cobra Zero-E Villonaco	Eólico	110	Loja	Loja	ZSO		Wind	1206000	29640	0	25
2026	Yanahurcu	Total Eren SA	Eólico	45	Loja	Loja	ZSO	Privada	Wind	1206000	29640	0	25

### c) Generadores actuales en Ecuador hasta el año 2024.

Empresa	Central	Provincia	Sistema	Tipo de Central	Subtipo	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Zona existente	Fuel	FixedOm	VariableOm	Retire	MinCapFac	OverLoadFactor	RampDn	RampUp	ResCost	ResOff
										(\$/MWh)año	\$/MWh	factor	pu	pu	pu	\$/MWh	pu	
CELEC EP - Coca Codo Sinclair	Coca Codo Sinclair	Napo	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	1,500,00	1476 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Sur	Paute Molino	Azuay	S.N.I.	Hidráulica	Embalse	1,075,00	1100 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Sur	Sopladora	Azuay	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	487	486,9 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Sur	Minas San Francisco	Azuay	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	270	270 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Hidronación	Marcel Laniado de Wind	Guayas	S.N.I.	Hidráulica	Embalse	213	213 ZSX	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Hidroagoyán	San Francisco	Tungurahua	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	230	212 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Gensur	Delstanisagua	Zamora Chinchipe	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	180	180 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Sur	Mazar	Azuay	S.N.I.	Hidráulica	Embalse	170	170 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Hidroagoyán	Agoyan	Tungurahua	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	160	154 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Electroguayas	Gonzalo Zevallos (Vapor)	Guayas	S.N.I.	Térmica	Turbovapor	146	140 ZSX	si	FuelOil	67020	30,58	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Electroguayas	Trinitaria	Guayas	S.N.I.	Térmica	Turbovapor	133	133 ZSX	si	FuelOil	67020	30,58	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Termogás Machala	Termogás Machala I	El Oro	S.N.I.	Térmica	Turbogás	138,56	130,6 ZSX	si	Gas	67020	22,19	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Termomanabí	Jaramijo	Manabí	S.N.I.	Térmica	MCI	149,22	128,88 ZNO	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Termoesmeraldas	Esmeraldas I	Esmeraldas	S.N.I.	Térmica	Turbovapor	132,5	125 ZNX	si	FuelOil	67020	30,58	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Termogás Machala	Termogás Machala II	El Oro	S.N.I.	Térmica	Turbogás	136,8	119 ZSX	si	Gas	67020	22,19	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Intervisa Trade	Victoria II	Guayas	S.N.I.	Térmica	Turbogás	115	102 ZSX	si	Gas	67020	22,19	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CNEL-Guayaquil	Anibal Santos (Gas)	Guayas	S.N.I.	Térmica	Turbogás	113,27	97 ZSX	si	Gas	67020	22,19	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Electroguayas	Enrique Garcia	Guayas	S.N.I.	Térmica	Turbogás	102	96 ZSX	si	Gas	67020	22,19	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Termoesmeraldas	Esmeraldas II	Esmeraldas	S.N.I.	Térmica	MCI	100,2	84 ZNX	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
San Carlos	San Carlos	Guayas	S.N.I.	Biomasa	Turbovapor	78	73,6 ZSX	si	FuelOil	67020	30,58	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Hidroagoyán	Pucara	Tungurahua	S.N.I.	Hidráulica	Embalse	73	70,6 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Electroguayas	Santa Elena II	Santa Elena	S.N.I.	Térmica	MCI	90,1	65,03 ZSX	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Coca Codo Sinclair	Manduriacu	Imbabura	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	63,36	65 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Hidroalto	Due	Sucumbios	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	64,3	64,3 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CNEL-Guayaquil	Alvaro Tinajero	Guayas	S.N.I.	Térmica	Turbogás	94,8	64 ZSX	si	Gas	67020	22,19	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Termopichincha	Santa Rosa	Pichincha	S.N.I.	Térmica	Turbogás	71,1	51 ZNO	si	Gas	67020	22,19	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Etecaastro	Huascachaca	Loja	S.N.I.	Eólica	Eólica	49,98	49,98 ZSO	si	Wind	29640	0	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	Morona Santiago	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	49,98	49,95 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Hidronormandia	Hidronormandia	Morona Santiago	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	49,58	49,58 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Hidrotopi	Sarapullo	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	48,45	48,45 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Termopichincha	Guangopolo 2	Pichincha	S.N.I.	Térmica	MCI	52,2	48 ZNO	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Hidronación	Baba	Los Ríos	S.N.I.	Hidráulica	Embalse	42,2	42 ZSX	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Termopichincha	Quevedo II	Los Ríos	S.N.I.	Térmica	MCI	47,6	40,5 ZSX	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Electroguayas	Santa Elena III	Santa Elena	S.N.I.	Térmica	MCI	41,7	40 ZSX	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
EEQ	Cumbaya	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	40	40 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Termomanabí	Miraflores	Manabí	S.N.I.	Térmica	MCI	49	39,4 ZNO	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
EltEnergy	Pusuno	Napo	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	38,25	38,25 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Hidroabánico	Abánico	Morona Santiago	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	38,45	37,99 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Ecoelectric	Ecoelectric	Guayas	S.N.I.	Biomasa	Turbovapor	36,5	35,2 ZSX	si	FuelOil	67020	30,58	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Generoca	Generoca	Guayas	S.N.I.	Térmica	MCI	38,12	34,4 ZSX	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
EEQ	Qualberto Hernandez	Pichincha	S.N.I.	Térmica	MCI	34,32	31,2 ZNO	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Fideicomiso Titularización PHS	Sabanilla	Zamora Chinchipe	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	36	30,6 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
EEQ	Nayon	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	29,7	29,7 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Agroazucar	Ecuador A-G	Cañar	S.N.I.	Biomasa	Turbovapor	29,8	27,6 ZSO	si	FuelOil	67020	30,58	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Ecuagosa	Topo	Tungurahua	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	29,2	27 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Etecaastro	Ocana	Cañar	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	26,1	26,1 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
UNACEM	Selva Alegre	Imbabura	S.N.I.	Térmica	MCI	29,28	24,3 ZNO	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Etecaastro	Saucay	Azuay	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	24	24 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Termopichincha	Guangopolo	Pichincha	S.N.I.	Térmica	MCI	22,5	21,8 ZNO	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
EEQ	Guangopolo 3	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	20,92	20,92 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CNEL-Guayaquil	Anibal Santos (Vapor)	Guayas	S.N.I.	Térmica	Turbovapor	34,5	20 ZSX	si	FuelOil	67020	30,58	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Electroguayas	Gonzalo Zevallos (Gas)	Guayas	S.N.I.	Térmica	Turbogás	26,27	20 ZSX	si	Gas	67020	22,19	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Hidrosigchos	Sigchos	Cotopaxi	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	18,6	18,39 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Termomanabí	Manta II	Manabí	S.N.I.	Térmica	MCI	20,4	17,34 ZNO	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Etecaastro	El Descanso	Cañar	S.N.I.	Térmica	MCI	19,2	17,2 ZSO	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
EERSA (Empresa Eléctrica Regional del Sur)	Catamayo	Loja	S.N.I.	Térmica	MCI	19,74	17,17 ZSO	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Gensur	Viltonaco	Loja	S.N.I.	Eólica	Eólica	16,5	16,5 ZSO	si	Wind	29640	0	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Etecaastro	Saymirin	Azuay	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	15,52	15,52 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Enermax	Catope	Cotopaxi	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	16,6	15 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
EPMAPS	Recuperadora	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	14,7	14,5 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Hidrosibimbe	Sibimbe	Los Ríos	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	15,37	14,2 ZSX	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
EE Riobamba	Alao	Chimborazo	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	10,5	10,44 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
IPNEGAL	Palмира-Nanegal	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	10,44	10,36 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Hidrosierra	Rio Verde Chico	Tungurahua	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	10	10,2 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Termopichincha	Jivino II	Sucumbios	S.N.I.	Térmica	MCI	11	10 ZNO	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
HidroVictoria	Victoria	Napo	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	10,32	10 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Termoesmeraldas	La Propicia	Esmeraldas	S.N.I.	Térmica	MCI	10,5	8,5 ZNX	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1

EPMAPS	El Carmen	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	8,4	8,2 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
EPMAPS	Chalpi	Napo	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	8,1	8,1 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Hidrotambo	San Jose de Tambo	Bolívar	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	8	8 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
EE Norte	Ambi	Imbabura	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	8	7,85 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Termopichincha	Celso Castellanos	Sucumbios	S.N.I.	Térmica	MCI	10	7,2 ZNO	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Hidroazogues	Alazan	Cañar	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	6,23	6,23 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Ecoluz	Papallacta	Napo	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	6,63	6,2 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
San José de Minas	San Jose de Minas	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	6,75	5,95 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Vicunha	Vindobona	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	6,09	5,86 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Gasgreen	El Inga	Pichincha	S.N.I.	Biogás	MCI	6,2	5,5 ZNO	si	Gas	67020	22,19	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Termopichincha	Jvino I	Sucumbios	S.N.I.	Térmica	MCI	7,5	5,4 ZNO	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
EE Cotopaxi	Iluchi No.2	Cotopaxi	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	5,2	5,2 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
EEQ	Paschoa	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	4,5	4,5 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
EE Cotopaxi	Iluchi No.1	Cotopaxi	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	4,19	4 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Termopichincha	Macas	Morona Santiago	S.N.I.	Térmica	MCI	4,5	4 ZSO	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
CELEC EP - Termomanabí	Pedernales	Manabí	S.N.I.	Térmica	MCI	5	3,9 ZNO	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
EE Ambato	Lligua	Tungurahua	S.N.I.	Térmica	MCI	5	3,6 ZSO	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
EE Riobamba	Rio Blanco	Chimborazo	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	3,03	2,95 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
EE Ambato	Península	Tungurahua	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	3	2,9 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
EE Norte	San Miguel de los Bancos	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	2,95	2,52 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Perlabí	Perlabi	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	2,7	2,46 ZNO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
EERSA	Carlos Mora Carrion	Zamora Chinchipe	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	2,4	2,4 ZSO	si	Water	47060	1,57	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Central col	Central Colombia	Colombia	S.N.I.	Térmica	MCI	400	400 Col	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1
Central per	Central Peru	Peru	S.N.I.	Térmica	MCI	20	20 Per	si	Diesel	67020	38,22	2050	0,05	1	0,25	0,25	5	0,1

### d) Combustibles

Tabla XVII. Costo de fuentes y potencial de generación proyectado hasta el 2040.

Fuel	Renovable	CO2	Heat	Price	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
		Ton/MMBTU	MMBTU/MWh	\$/MMBTU																		
Gas	N	0,05291	19,965	3,37	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Water	Y	0	0	0	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
PV	Y	0	0	0	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
Wind	Y	0	0	0	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
Import	N	0,0804	9,142	15,2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
FuelOil	N	0,07817	9,142	15,2	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Diesel	N	0,07376	9,142	15,2	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Geoter	Y	0	0	0	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000

## e) Estacionalidad de Generación

Tabla XVIII. Disponibilidad de las fuentes de generación en base a las estaciones.

Central					
Disponibilidad (%) de central para generar energía en la estación q, por mantenimientos	q1	q2			
Coca Codo Sinclair	0,95	0,1	San Jose de Tambo	0,95	0,1
Paute Molino	0,95	0,1	Ambi	0,95	0,1
Sopladora	0,95	0,1	Celso Castellanos	1	1
Minas San Francisco	0,95	0,1	Alazan	0,95	0,1
Marcel Laniado de Wind	0,95	0,1	Papallacta	0,95	0,1
San Francisco	0,95	0,1	San Jose de Minas	0,95	0,1
Delsitanisagua	0,95	0,1	Vindobona	0,95	0,1
Mazar	0,95	0,1	El Inga	1	1
Agoyan	0,95	0,1	Jivino I	1	1
Gonzalo Zevallos (Vapor)	1	1	Illuchi No.2	0,95	0,1
Trinitaria	1	1	Pasochoa	0,95	0,1
Termogas Machala I	1	1	Illuchi No.1	0,95	0,1
Jaramijo	1	1	Macas	1	1
Esmeraldas I	1	1	Pedernales	1	1
Termogas Machala II	1	1	Ligua	1	1
Victoria II	1	1	Rio Blanco	0,95	0,1
Anibal Santos (Gas)	1	1	Peninsula	0,95	0,1
Enrique Garcia	1	1	San Miguel de los Bancos	0,95	0,1
Esmeraldas II	1	1	Perlabi	0,95	0,1
San Carlos	1	1	Cartos Mora Carrion	0,95	0,1
Pucara	0,95	0,1	Sarapullo 2	0,95	0,1
Santa Elena II	1	1	Minas de Huascachaca	1	1
Manduriacu	0,95	0,1	Huayquichuma	0,95	0,1
Due	0,95	0,1	Bloque 1 de generacion firme - 400 MW	1	1
Alvaro Tinajero	1	1	Alluriquin	0,95	0,1
Santa Rosa	1	1	El Aromo	0,75	1
Huascachaca	1	1	Villonaco III	1	1
Hidrosanbartolo	0,95	0,1	Bloque 2 de generacion firme - 300 MW	1	1
Hidronormandia	0,95	0,1	Machala Gas Tercera Unidad	1	1
Sarapullo	0,95	0,1	Mazar-Dudas: San Antonio	0,95	0,1
Guangopolo 2	1	1	Chorrillos	0,95	0,1
Baba	0,95	0,1	Bloque 1 ERNC: Fotovoltaico - 318 MW	0,75	1
Quevedo II	1	1	Mazar-Dudas: Dudas	0,95	0,1
Santa Elena III	1	1	Soldados Yanuncay: Central Soldados	0,95	0,1
Cumbaya	0,95	0,1	El Salto	0,95	0,1
Miraftores	1	1	Bloque 1 ERNC: Eolico - 45 MW	1	1
Pusuno	0,95	0,1	Soldados Yanuncay: Central Yanuncay	0,95	0,1
Abanico	0,95	0,1	Ibarra Fugua	0,95	0,1
Ecoelectric	1	1	Machala Gas Ciclo Combinado	1	1
Generoca	1	1	Maravilla	0,95	0,1
Gualberto Hernandez	1	1	La Magdalena	0,95	0,1
Sabanilla	0,95	0,1	Bloque 1 ERNC: Hidroelectrico - 149 MW	0,95	0,1
Nayon	0,95	0,1	Bloque 2 ERNC: Fotovoltaico - 170 MW	0,75	1
Ecados A-G	1	1	El Rosario	0,95	0,1
Topo	0,95	0,1	Santa Rosa 2	0,95	0,1
Ocana	0,95	0,1	San Jacinto	0,95	0,1
Selva Alegre	1	1	Yanahurcu	1	1
Saucay	0,95	0,1	Aroma Santo Solar	0,75	1
Guangopolo	1	1	Nanapura	0,75	1
Guangopolo 3	0,95	0,1	Urcuqui	0,75	1
Anibal Santos (Vapor)	1	1	Ambi 2	1	1
Gonzalo Zevallos (Gas)	1	1	Imbabura Solar	0,75	1
Sigchos	0,95	0,1	Intiyana Solar	0,75	1
Manta II	1	1	Bloque de Ciclo Combinado I - 400 MW	1	1
El Descanso	1	1	Bloque 1 Reposicion Parque Termoelectrico - 200 MW	1	1
Catamayo	1	1	Bloque 3 ERNC: Fotovoltaico - 330 MW	0,75	1
Villonaco	1	1	Bloque 2 ERNC: Eolico - 300 MW	1	1
Saymirin	0,95	0,1	Bloque 3 ERNC: Eolico Villonaco II	1	1
Calope	0,95	0,1	Bloque 2 ERNC: Hidroelectrico - 200 MW	0,95	0,1
Recuperadora	0,95	0,1	Bloque 2 ERNC: Biomasa - 30 MW	1	1
Sibimbe	0,95	0,1	Quijos	0,95	0,1
Alao	0,95	0,1	Chachimbiro	1	1
Palmira-Nanegal	0,95	0,1	Bloque 2 Reposicion Parque Termoelectrico - 200 MW	1	1
Rio Verde Chico	0,95	0,1	Bloque 3 ERNC: Hidroelectrico - 250 MW	0,95	0,1
Jivino II	1	1	Paute - Cardenillo	0,95	0,1
Victoria	0,95	0,1	Santiago (G8), Fase I	0,95	0,1
La Propicia	1	1	Santiago (G8), Fase II	0,95	0,1
El Carmen	0,95	0,1	Central Colombia	1	0,1
Chalpi	0,95	0,1	Central Peru	1	0,2

## f) Demanda de energía proyectada en Ecuador

year	zone	season	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
			MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
2024	ZSX	q1	1787,58	1737,93	1713,10	1663,45	1663,45	1862,07	1812,41	1862,07	1936,55	1986,20	2184,83	2284,14	2234,48	2284,14	2284,14	2308,96	2284,14	2234,48	2482,76	2433,10	2383,45	2284,14	2110,34	1961,38
2024	ZSX	q2	1787,58	1737,93	1713,10	1663,45	1663,45	1862,07	1812,41	1862,07	1936,55	1986,20	2184,83	2284,14	2234,48	2284,14	2284,14	2308,96	2284,14	2234,48	2482,76	2433,10	2383,45	2284,14	2110,34	1961,38
2025	ZSX	q1	1905,48	1852,55	1826,08	1773,15	1773,15	1984,87	1931,94	1984,87	2064,27	2117,20	2328,92	2434,78	2381,85	2434,78	2434,78	2461,24	2434,78	2381,85	2646,49	2593,57	2540,64	2284,14	2249,52	2090,73
2025	ZSX	q2	1915,20	1862,00	1835,40	1782,20	1782,20	1995,00	1941,80	1995,00	2074,80	2128,00	2340,80	2447,20	2394,00	2447,20	2447,20	2473,80	2447,20	2394,00	2659,99	2606,80	2553,60	2447,20	2261,00	2101,40
2026	ZSX	q1	1996,63	1941,17	1913,43	1857,97	1857,97	2079,82	2024,36	2079,82	2163,01	2218,47	2440,32	2551,25	2495,78	2551,25	2551,25	2578,98	2551,25	2495,78	2773,09	2717,63	2662,17	2551,25	2357,13	2190,74
2026	ZSX	q2	1996,63	1941,17	1913,43	1857,97	1857,97	2079,82	2024,36	2079,82	2163,01	2218,47	2440,32	2551,25	2495,78	2551,25	2551,25	2578,98	2551,25	2495,78	2773,09	2717,63	2662,17	2551,25	2357,13	2190,74
2027	ZSX	q1	2077,99	2020,27	1991,41	1933,69	1933,69	2164,58	2106,86	2164,58	2251,16	2308,88	2539,77	2655,22	2597,49	2655,22	2655,22	2684,08	2655,22	2597,49	2886,10	2828,38	2770,66	2655,22	2453,19	2280,02
2027	ZSX	q2	2077,99	2020,27	1991,41	1933,69	1933,69	2164,58	2106,86	2164,58	2251,16	2308,88	2539,77	2655,22	2597,49	2655,22	2655,22	2684,08	2655,22	2597,49	2886,10	2828,38	2770,66	2655,22	2453,19	2280,02
2028	ZSX	q1	2171,39	2111,07	2080,91	2020,59	2020,59	2261,86	2201,54	2261,86	2352,33	2412,65	2653,92	2774,55	2714,23	2774,55	2774,55	2804,71	2774,55	2714,23	3015,81	2955,50	2895,18	2774,55	2563,44	2382,49
2028	ZSX	q2	2171,39	2111,07	2080,91	2020,59	2020,59	2261,86	2201,54	2261,86	2352,33	2412,65	2653,92	2774,55	2714,23	2774,55	2774,55	2804,71	2774,55	2714,23	3015,81	2955,50	2895,18	2774,55	2563,44	2382,49
2029	ZSX	q1	2270,40	2207,33	2175,80	2112,73	2112,73	2365,00	2301,93	2365,00	2459,60	2522,66	2774,93	2901,06	2838,00	2901,06	2901,06	2932,59	2901,06	2838,00	3153,33	3090,26	3027,19	2901,06	2680,33	2491,13
2029	ZSX	q2	2270,40	2207,33	2175,80	2112,73	2112,73	2365,00	2301,93	2365,00	2459,60	2522,66	2774,93	2901,06	2838,00	2901,06	2901,06	2932,59	2901,06	2838,00	3153,33	3090,26	3027,19	2901,06	2680,33	2491,13
2030	ZSX	q1	2373,19	2307,27	2274,31	2208,39	2208,39	2472,07	2406,15	2472,07	2570,96	2636,88	2900,57	3032,41	2966,49	3032,41	3032,41	3065,37	3032,41	2966,49	3296,10	3230,18	3164,26	3032,41	2801,68	2603,92
2030	ZSX	q2	2373,19	2307,27	2274,31	2208,39	2208,39	2472,07	2406,15	2472,07	2570,96	2636,88	2900,57	3032,41	2966,49	3032,41	3032,41	3065,37	3032,41	2966,49	3296,10	3230,18	3164,26	3032,41	2801,68	2603,92
2031	ZSX	q1	2473,03	2404,34	2369,99	2301,29	2301,29	2576,07	2507,38	2576,07	2679,12	2747,81	3022,59	3159,98	3091,29	3159,98	3159,98	3194,33	3159,98	3091,29	3434,76	3366,07	3297,37	3159,98	2919,55	2713,46
2031	ZSX	q2	2473,03	2404,34	2369,99	2301,29	2301,29	2576,07	2507,38	2576,07	2679,12	2747,81	3022,59	3159,98	3091,29	3159,98	3159,98	3194,33	3159,98	3091,29	3434,76	3366,07	3297,37	3159,98	2919,55	2713,46
2032	ZSX	q1	2692,11	2617,33	2579,94	2505,16	2505,16	2804,28	2729,50	2804,28	2916,45	2991,23	3290,36	3439,92	3365,14	3439,92	3439,92	3477,31	3439,92	3365,14	3739,04	3664,26	3589,48	3439,92	3178,19	2953,84
2032	ZSX	q2	2692,11	2617,33	2579,94	2505,16	2505,16	2804,28	2729,50	2804,28	2916,45	2991,23	3290,36	3439,92	3365,14	3439,92	3439,92	3477,31	3439,92	3365,14	3739,04	3664,26	3589,48	3439,92	3178,19	2953,84
2033	ZSX	q1	2737,96	2661,91	2623,88	2547,83	2547,83	2852,04	2775,99	2852,04	2966,13	3042,18	3346,40	3498,51	3422,45	3498,51	3498,51	3536,53	3498,51	3422,45	3802,73	3726,67	3650,62	3498,51	3232,32	3004,15
2033	ZSX	q2	2737,96	2661,91	2623,88	2547,83	2547,83	2852,04	2775,99	2852,04	2966,13	3042,18	3346,40	3498,51	3422,45	3498,51	3498,51	3536,53	3498,51	3422,45	3802,73	3726,67	3650,62	3498,51	3232,32	3004,15
2034	ZSX	q1	2792,00	2714,45	2675,67	2598,11	2598,11	2908,33	2830,78	2908,33	3024,67	3102,22	3412,45	3567,56	3490,00	3567,56	3567,56	3606,33	3567,56	3490,00	3877,78	3800,22	3722,67	3567,56	3296,11	3063,45
2034	ZSX	q2	2792,00	2714,45	2675,67	2598,11	2598,11	2908,33	2830,78	2908,33	3024,67	3102,22	3412,45	3567,56	3490,00	3567,56	3567,56	3606,33	3567,56	3490,00	3877,78	3800,22	3722,67	3567,56	3296,11	3063,45
2035	ZSX	q1	2847,12	2768,03	2728,49	2649,40	2649,40	2965,75	2886,66	2965,75	3084,38	3163,47	3479,81	3637,99	3558,90	3637,99	3637,99	3677,53	3637,99	3558,90	3954,34	3875,25	3796,16	3637,99	3361,18	3123,92
2035	ZSX	q2	2847,12	2768,03	2728,49	2649,40	2649,40	2965,75	2886,66	2965,75	3084,38	3163,47	3479,81	3637,99	3558,90	3637,99	3637,99	3677,53	3637,99	3558,90	3954,34	3875,25	3796,16	3637,99	3361,18	3123,92
2036	ZSX	q1	2903,36	2822,71	2782,39	2701,74	2701,74	3024,33	2943,68	3024,33	3145,31	3225,95	3548,55	3709,85	3629,20	3709,85	3709,85	3750,17	3709,85	3629,20	4032,44	3951,79	3871,15	3709,85	3427,58	3185,63
2036	ZSX	q2	2903,36	2822,71	2782,39	2701,74	2701,74	3024,33	2943,68	3024,33	3145,31	3225,95	3548,55	3709,85	3629,20	3709,85	3709,85	3750,17	3709,85	3629,20	4032,44	3951,79	3871,15	3709,85	3427,58	3185,63
2037	ZSX	q1	2960,75	2878,51	2837,39	2755,15	2755,15	3084,12	3001,88	3084,12	3207,48	3289,73	3618,70	3783,19	3700,94	3783,19	3783,19	3824,31	3783,19	3700,94	4112,16	4029,91	3947,67	3783,19	3495,33	3248,60
2037	ZSX	q2	2960,75	2878,51	2837,39	2755,15	2755,15	3084,12	3001,88	3084,12	3207,48	3289,73	3618,70	3783,19	3700,94	3783,19	3783,19	3824,31	3783,19	3700,94	4112,16	4029,91	3947,67	3783,19	3495,33	3248,60
2038	ZSX	q1	3019,35	2935,48	2893,55	2809,67	2809,67	3145,16	3061,29	3145,16	3270,96	3354,84	3690,32	3858,06	3774,19	3858,06	3858,06	3900,00	3858,06	3774,19	4193,54	4109,67	4025,80	3858,06	3564,51	3312,90
2038	ZSX	q2	3019,35	2935,48	2893,55	2809,67	2809,67	3145,16	3061,29	3145,16	3270,96	3354,84	3690,32	3858,06	3774,19	3858,06	3858,06	3900,00	3858,06	3774,19	4193,54	4109,67	4025,80	3858,06	3564,51	3312,90
2039	ZSX	q1	3079,20	2993,67	2950,90	2865,37	2865,37	3207,50	3121,97	3207,50	3335,80	3421,33	3763,47	3934,53	3849,00	3934,53	3934,53	3977,30	3934,53	3849,00	4276,67	4191,13	4105,60	3934,53	3635,17	3378,57
2039	ZSX	q2	3079,20	2993,67	2950,90	2865,37	2865,37	3207,50	3121,97	3207,50	3335,80	3421,33	3763,47	3934,53	3849,00	3934,53	3934,53	3977,30	3934,53	3849,00	4276,67	4191,13	4105,60	3934,53	3635,17	3378,57
2040	ZSX	q1	3140,34	3053,10	3009,49	2922,26	2922,26	3271,18	3183,95	3271,18	3402,03	3489,26	3838,19	4012,65	3925,42	4012,65	4012,65	4056,27	4012,65	3925,42	4361,58	4274,35	4187,11	4012,65	3707,34	3445,65
2040	ZSX	q2	3140,34	3053,10	3009,49	2922,26	2922,26	3271,18	3183,95	3271,18	3402,03	3489,26	3838,19	4012,65	3925,42	4012,65	4012,65	4056,27	4012,65	3925,42	4361,58	4274,35	4187,11	4012,65	3707,34	3445,65
2024	ZSO	q1	227,80	221,47	218,31	211,98	211,98	237,29	230,97	237,29	246,79	253,11	278,43	291,08	284,75	291,08	291,08	294,25	291,08	284,75	316,39	310,06	303,74	291,08	268,93	249,95
2024	ZSO	q2	227,80	221,47	218,31	211,98	211,98	237,29	230,97	237,29	246,79	253,11	278,43	291,08	284,75	291,08	291,08	294,25	291,08	284,75	316,39	310,06	303,74	291,08	268,93	249,95
2025	ZSO	q1	237,48	230,88	227,59	220,99	220,99	247,38	240,78	247,38	257,27	263,87	290,25	303,45	296,85	303,45	303,45	306,75	303,45	296,85	329,83	323,24	316,64	303,45	280,36	260,57
2025	ZSO	q2	237,48	230,88	227,59	220,99	220,99	247,38	240,78	247,38	257,27	263,87	290,25	303,45	296,85	303,45	303,45	306,75	303,45	296,85	329,83	323,24	316,64	303,45	280,36	260,57
2026	ZSO	q1	246,79	239,93	236,50	22																				

2036	ZSO	q1	332.60	323.36	318.74	309.50	309.50	346.46	337.22	346.46	360.32	369.56	406.51	424.99	415.75	424.99	424.99	429.61	424.99	415.75	461.94	452.71	443.47	424.99	392.65	364.94
2036	ZSO	q2	332.60	323.36	318.74	309.50	309.50	346.46	337.22	346.46	360.32	369.56	406.51	424.99	415.75	424.99	424.99	429.61	424.99	415.75	461.94	452.71	443.47	424.99	392.65	364.94
2037	ZSO	q1	339.31	329.88	325.17	315.75	315.75	353.45	344.02	353.45	367.59	377.01	414.71	433.56	424.14	433.56	433.56	438.27	433.56	424.14	471.26	461.84	452.41	433.56	400.57	372.30
2037	ZSO	q2	339.31	329.88	325.17	315.75	315.75	353.45	344.02	353.45	367.59	377.01	414.71	433.56	424.14	433.56	433.56	438.27	433.56	424.14	471.26	461.84	452.41	433.56	400.57	372.30
2038	ZSO	q1	346.21	336.59	331.78	322.17	322.17	360.63	351.02	360.63	375.06	384.68	423.15	442.38	432.76	442.38	442.38	447.19	442.38	432.76	480.85	471.23	461.61	442.38	408.72	379.87
2038	ZSO	q2	346.21	336.59	331.78	322.17	322.17	360.63	351.02	360.63	375.06	384.68	423.15	442.38	432.76	442.38	442.38	447.19	442.38	432.76	480.85	471.23	461.61	442.38	408.72	379.87
2039	ZSO	q1	353.30	343.49	338.58	328.76	328.76	368.02	358.21	368.02	382.74	392.56	431.81	451.44	441.62	451.44	451.44	456.35	451.44	441.62	490.69	480.88	471.07	451.44	417.09	387.65
2039	ZSO	q2	353.30	343.49	338.58	328.76	328.76	368.02	358.21	368.02	382.74	392.56	431.81	451.44	441.62	451.44	451.44	456.35	451.44	441.62	490.69	480.88	471.07	451.44	417.09	387.65
2040	ZSO	q1	360.58	350.56	345.55	335.54	335.54	375.60	365.59	375.60	390.63	400.64	440.71	460.74	450.72	460.74	460.74	465.75	460.74	450.72	500.80	490.79	480.77	460.74	425.68	395.63
2040	ZSO	q2	360.58	350.56	345.55	335.54	335.54	375.60	365.59	375.60	390.63	400.64	440.71	460.74	450.72	460.74	460.74	465.75	460.74	450.72	500.80	490.79	480.77	460.74	425.68	395.63
2024	ZNX	q1	417.67	406.07	400.27	388.67	388.67	435.07	423.47	435.07	452.48	464.08	510.49	533.69	522.09	533.69	533.69	539.49	533.69	522.09	580.10	568.50	556.90	533.69	493.08	458.28
2024	ZNX	q2	417.67	406.07	400.27	388.67	388.67	435.07	423.47	435.07	452.48	464.08	510.49	533.69	522.09	533.69	533.69	539.49	533.69	522.09	580.10	568.50	556.90	533.69	493.08	458.28
2025	ZNX	q1	431.41	419.43	413.43	401.45	401.45	449.38	437.40	449.38	467.36	479.34	527.28	551.25	539.26	551.25	551.25	557.24	551.25	539.26	599.18	587.20	575.21	551.25	509.30	473.35
2025	ZNX	q2	431.41	419.43	413.43	401.45	401.45	449.38	437.40	449.38	467.36	479.34	527.28	551.25	539.26	551.25	551.25	557.24	551.25	539.26	599.18	587.20	575.21	551.25	509.30	473.35
2026	ZNX	q1	446.65	434.24	428.04	415.63	415.63	465.26	452.85	465.26	483.87	496.27	545.90	570.72	558.31	570.72	570.72	576.92	570.72	558.31	620.34	607.94	595.53	570.72	527.29	490.07
2026	ZNX	q2	446.65	434.24	428.04	415.63	415.63	465.26	452.85	465.26	483.87	496.27	545.90	570.72	558.31	570.72	570.72	576.92	570.72	558.31	620.34	607.94	595.53	570.72	527.29	490.07
2027	ZNX	q1	444.01	431.68	425.51	413.18	413.18	462.51	450.18	462.51	481.01	493.34	542.68	567.35	555.01	567.35	567.35	573.51	567.35	555.01	616.68	604.35	592.01	567.35	524.18	487.18
2027	ZNX	q2	444.01	431.68	425.51	413.18	413.18	462.51	450.18	462.51	481.01	493.34	542.68	567.35	555.01	567.35	567.35	573.51	567.35	555.01	616.68	604.35	592.01	567.35	524.18	487.18
2028	ZNX	q1	458.60	445.86	439.49	426.75	426.75	477.71	464.97	477.71	496.82	509.56	560.51	585.99	573.25	585.99	585.99	592.36	585.99	573.25	636.95	624.21	611.47	585.99	541.41	503.19
2028	ZNX	q2	458.60	445.86	439.49	426.75	426.75	477.71	464.97	477.71	496.82	509.56	560.51	585.99	573.25	585.99	585.99	592.36	585.99	573.25	636.95	624.21	611.47	585.99	541.41	503.19
2029	ZNX	q1	476.50	463.26	456.65	443.41	443.41	496.35	483.12	496.35	516.21	529.44	582.39	608.86	595.62	608.86	608.86	615.48	608.86	595.62	661.80	648.57	635.33	608.86	562.53	522.83
2029	ZNX	q2	476.50	463.26	456.65	443.41	443.41	496.35	483.12	496.35	516.21	529.44	582.39	608.86	595.62	608.86	608.86	615.48	608.86	595.62	661.80	648.57	635.33	608.86	562.53	522.83
2029	ZNX	q1	496.61	482.81	475.92	462.12	462.12	517.30	503.51	517.30	537.99	551.79	606.97	634.55	620.76	634.55	634.55	641.45	634.55	620.76	689.73	675.94	662.14	634.55	586.27	544.89
2029	ZNX	q2	496.61	482.81	475.92	462.12	462.12	517.30	503.51	517.30	537.99	551.79	606.97	634.55	620.76	634.55	634.55	641.45	634.55	620.76	689.73	675.94	662.14	634.55	586.27	544.89
2030	ZNX	q1	516.87	502.51	495.33	480.97	480.97	538.40	524.05	538.40	559.94	574.30	631.73	660.44	646.08	660.44	660.44	667.62	660.44	646.08	717.87	703.51	689.16	660.44	610.19	567.12
2030	ZNX	q2	516.87	502.51	495.33	480.97	480.97	538.40	524.05	538.40	559.94	574.30	631.73	660.44	646.08	660.44	660.44	667.62	660.44	646.08	717.87	703.51	689.16	660.44	610.19	567.12
2031	ZNX	q1	535.51	520.63	513.19	498.32	498.32	557.82	542.94	557.82	580.13	595.01	654.51	684.26	669.38	684.26	684.26	691.69	684.26	669.38	743.76	728.88	714.01	684.26	632.19	587.57
2031	ZNX	q2	535.51	520.63	513.19	498.32	498.32	557.82	542.94	557.82	580.13	595.01	654.51	684.26	669.38	684.26	684.26	691.69	684.26	669.38	743.76	728.88	714.01	684.26	632.19	587.57
2032	ZNX	q1	554.98	539.57	531.86	516.44	516.44	578.11	562.69	578.11	601.23	616.65	678.31	709.15	693.73	709.15	709.15	716.85	709.15	693.73	770.81	755.40	739.98	709.15	655.19	608.94
2032	ZNX	q2	554.98	539.57	531.86	516.44	516.44	578.11	562.69	578.11	601.23	616.65	678.31	709.15	693.73	709.15	709.15	716.85	709.15	693.73	770.81	755.40	739.98	709.15	655.19	608.94
2033	ZNX	q1	565.51	549.80	541.94	526.24	526.24	589.07	573.36	589.07	612.63	628.34	691.18	722.59	706.88	722.59	722.59	730.45	722.59	706.88	785.43	769.72	754.01	722.59	667.61	620.49
2033	ZNX	q2	565.51	549.80	541.94	526.24	526.24	589.07	573.36	589.07	612.63	628.34	691.18	722.59	706.88	722.59	722.59	730.45	722.59	706.88	785.43	769.72	754.01	722.59	667.61	620.49
2034	ZNX	q1	576.54	560.52	552.51	536.50	536.50	600.56	584.54	600.56	624.58	640.59	704.65	736.68	720.67	736.68	736.68	744.69	736.68	720.67	800.74	784.73	768.71	736.68	680.63	632.59
2034	ZNX	q2	576.54	560.52	552.51	536.50	536.50	600.56	584.54	600.56	624.58	640.59	704.65	736.68	720.67	736.68	736.68	744.69	736.68	720.67	800.74	784.73	768.71	736.68	680.63	632.59
2035	ZNX	q1	588.07	571.73	563.56	547.23	547.23	612.57	596.23	612.57	637.07	653.41	718.75	751.42	735.08	751.42	751.42	759.59	751.42	735.08	816.76	800.42	784.09	751.42	694.25	645.24
2035	ZNX	q2	588.07	571.73	563.56	547.23	547.23	612.57	596.23	612.57	637.07	653.41	718.75	751.42	735.08	751.42	751.42	759.59	751.42	735.08	816.76	800.42	784.09	751.42	694.25	645.24
2036	ZNX	q1	600.10	583.43	575.10	558.43	558.43	625.11	608.44	625.11	650.11	666.78	733.46	766.80	750.13	766.80	766.80	775.13	766.80	750.13	833.47	816.81	800.14	766.80	708.45	658.44
2036	ZNX	q2	600.10	583.43	575.10	558.43	558.43	625.11	608.44	625.11	650.11	666.78	733.46	766.80	750.13	766.80	766.80	775.13	766.80	750.13	833.47	816.81	800.14	766.80	708.45	658.44
2037	ZNX	q1	612.65	595.63	587.12	570.11	570.11	638.18	621.16	638.18	663.70	680.72	748.79	782.83	765.81	782.83	782.83	791.34	782.83	765.81	850.90	833.89	816.87	782.83	723.27	672.21
2037	ZNX	q2	612.65	595.63	587.12	570.11	570.11	638.18	621.16	638.18	663.70	680.72	748.79	782.83	765.81	782.83	782.83	791.34	782.83	765.81	850.90	833.89	816.87	782.83	723.27	672.21
2038	ZNX	q1	625.71	608.33	599.64	582.26	582.26	651.78	634.40	651.78	677.85	695.23	764.76	799.52	782.14	799.52	799.52	808.21	799.52	782.14	869.04	851.66	834.28	799.52	738.69	686.54
2038	ZNX	q2	625.71	608.33	599.64	582.26	582.26	651.78	634.40	651.78	677.85	695.23	764.76	799.52	782.14	799.52	799.52	808.21	799.52	782.14	869.04	851.66	834.28	799.52	738.69	686.54
2039	ZNX	q1	639.29	621.53	612.65	594.89	594.89	665.92	648.17	665.92	692.56															

<b>2035</b>	<b>ZNO</b>	<b>q2</b>	1412,87	1373,62	1354,00	1314,75	1314,75	1471,74	1432,49	1471,74	1530,61	1569,85	1726,84	1805,33	1766,08	1805,33	1805,33	1824,95	1805,33	1766,08	1962,32	1923,07	1883,82	1805,33	1667,97	1550,23
<b>2036</b>	<b>ZNO</b>	<b>q1</b>	1441,60	1401,56	1381,53	1341,49	1341,49	1501,67	1461,62	1501,67	1561,73	1601,78	1761,96	1842,05	1802,00	1842,05	1842,05	1862,07	1842,05	1802,00	2002,22	1962,18	1922,13	1842,05	1701,89	1581,76
<b>2036</b>	<b>ZNO</b>	<b>q2</b>	1441,60	1401,56	1381,53	1341,49	1341,49	1501,67	1461,62	1501,67	1561,73	1601,78	1761,96	1842,05	1802,00	1842,05	1842,05	1862,07	1842,05	1802,00	2002,22	1962,18	1922,13	1842,05	1701,89	1581,76
<b>2037</b>	<b>ZNO</b>	<b>q1</b>	1470,95	1430,09	1409,66	1368,80	1368,80	1532,24	1491,38	1532,24	1593,53	1634,39	1797,83	1879,55	1838,69	1879,55	1879,55	1899,98	1879,55	1838,69	2042,99	2002,13	1961,27	1879,55	1736,54	1613,96
<b>2037</b>	<b>ZNO</b>	<b>q2</b>	1470,95	1430,09	1409,66	1368,80	1368,80	1532,24	1491,38	1532,24	1593,53	1634,39	1797,83	1879,55	1838,69	1879,55	1879,55	1899,98	1879,55	1838,69	2042,99	2002,13	1961,27	1879,55	1736,54	1613,96
<b>2038</b>	<b>ZNO</b>	<b>q1</b>	1500,94	1459,25	1438,40	1396,71	1396,71	1563,48	1521,78	1563,48	1626,02	1667,71	1834,48	1917,87	1876,17	1917,87	1917,87	1938,71	1917,87	1876,17	2084,64	2042,94	2001,25	1917,87	1771,94	1646,86
<b>2038</b>	<b>ZNO</b>	<b>q2</b>	1500,94	1459,25	1438,40	1396,71	1396,71	1563,48	1521,78	1563,48	1626,02	1667,71	1834,48	1917,87	1876,17	1917,87	1917,87	1938,71	1917,87	1876,17	2084,64	2042,94	2001,25	1917,87	1771,94	1646,86
<b>2039</b>	<b>ZNO</b>	<b>q1</b>	1531,59	1489,04	1467,77	1425,23	1425,23	1595,40	1552,86	1595,40	1659,22	1701,76	1871,94	1957,03	1914,49	1957,03	1957,03	1978,30	1957,03	1914,49	2127,21	2084,66	2042,12	1957,03	1808,13	1680,49
<b>2039</b>	<b>ZNO</b>	<b>q2</b>	1531,59	1489,04	1467,77	1425,23	1425,23	1595,40	1552,86	1595,40	1659,22	1701,76	1871,94	1957,03	1914,49	1957,03	1957,03	1978,30	1957,03	1914,49	2127,21	2084,66	2042,12	1957,03	1808,13	1680,49
<b>2040</b>	<b>ZNO</b>	<b>q1</b>	1562,93	1519,51	1497,81	1454,39	1454,39	1628,05	1584,63	1628,05	1693,17	1736,59	1910,24	1997,07	1953,66	1997,07	1997,07	2018,78	1997,07	1953,66	2170,73	2127,32	2083,90	1997,07	1845,12	1714,88
<b>2040</b>	<b>ZNO</b>	<b>q2</b>	1562,93	1519,51	1497,81	1454,39	1454,39	1628,05	1584,63	1628,05	1693,17	1736,59	1910,24	1997,07	1953,66	1997,07	1997,07	2018,78	1997,07	1953,66	2170,73	2127,32	2083,90	1997,07	1845,12	1714,88

## Anexo 6: Tablas y datos de salida del modelo Caso de estudio 1

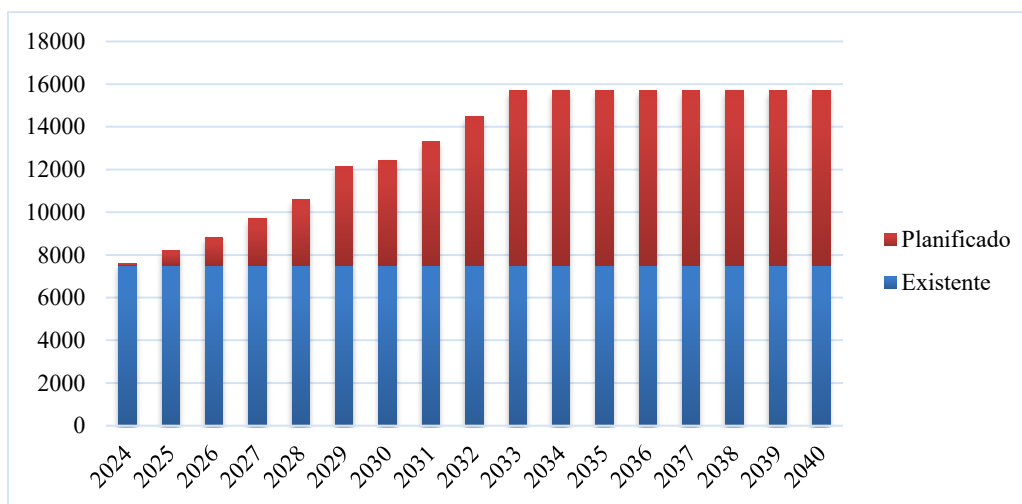


Figura 26: Proyección de crecimiento de la infraestructura planeada en comparativa con la existente a marzo del 2025

Tabla XIX. Emisiones anuales de CO2 por tipo de combustible.

Suma de nivel	Etiquetas de fila	Etiquetas de columna	Coal	Diesel	FuelOil	Gas	Geoter	Import	PV	Water	Wind	Total general
2024			0	167810448,7	132027481,4	64108050,24	0	0	0	0	0	363945980,3
2025			0	167810448,7	232933220,6	64108050,24	0	0	0	0	0	464851719,5
2026			0	126288494,7	308612525	35945840,5	0	0	0	0	0	470846860,3
2027			0	39954796,66	281420739,7	39985878,04	0	0	0	0	0	361361414,4
2028			0	41350453,41	226920704,8	45757360,24	0	0	0	0	0	314028518,4
2029			0	25750664,14	103616229,2	66744568,24	0	0	0	0	0	196111461,6
2030			0	26677562,2	140348749	66744568,24	0	0	0	0	0	233770879,5
2031			0	25750664,14	111185075,5	66744568,24	0	0	0	0	0	203680307,9
2032			0	25750664,14	84039217,57	66744568,24	0	0	0	0	0	176534450
2033			0	25750664,14	40468006,45	66744568,24	0	0	0	0	0	132963238,8
2034			0	25750664,14	40468006,45	66744568,24	0	0	0	0	0	132963238,8
2035			0	25750664,14	55832785,49	66744568,24	0	0	0	0	0	148328017,9
2036			0	40082785,71	68997902,95	66744568,24	0	0	0	0	0	175825256,9
2037			0	46862787,55	91501191,92	66744568,24	0	0	0	0	0	205108547,7
2038			0	46862787,55	121855377,9	66744568,24	0	0	0	0	0	235462733,7
2039			0	46862787,55	152944290,1	66744568,24	0	0	0	0	0	266551645,9
2040			0	46862787,55	184786810,4	66744568,24	0	0	0	0	0	298394166,2
<b>Total general</b>			<b>0</b>	<b>951930125,2</b>	<b>2377958315</b>	<b>1050839998</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4380728438</b>

Tabla XX. Pagos del impuesto al carbono por parte de los generadores.

Suma de nivel	Etiqueta						
Etiquetas de fila	Col	Per	ZNO	ZNX	ZSO	ZSX	Total general
2024	26718398	742177,7286	66313637,95	33898967,75	10842993,96	75000000	213516175,6
2025	26718398	742177,7286	66313637,95	33898967,75	73185923,16	75000000	275859104,8
2026	26718398	742177,7286	75000000	33898967,75	73185923,16	75000000	284545466,9
2027	5937421,8	296871,0914	48816171,36	29576638	56559856,65	75000000	216186958,9
2028	5937421,8	296871,0914	49630949,18	30311207,46	24745597,1	75000000	185922046,7
2029	5937421,8	296871,0914	20022260,73	17143546,19	6970087,92	58985783,73	109355971,5
2030	5937421,8	296871,0914	22990971,65	21427862,69	6970087,92	75000000	132623215,2
2031	5937421,8	296871,0914	22990971,65	17374277,56	6970087,92	60462626,97	114032257
2032	5937421,8	296871,0914	22990971,65	20567959,29	6970087,92	40497329,36	97260641,13
2033	5937421,8	296871,0914	22990971,65	3228473,119	6970087,92	30917068,92	70340894,53
2034	5937421,8	296871,0914	22990971,65	3228473,119	6970087,92	30917068,92	70340894,53
2035	5937421,8	296871,0914	22990971,65	12721345,76	6970087,92	30917068,92	79833767,18
2036	5937421,8	296871,0914	22990971,65	29710056,62	6970087,92	30917068,92	96822478,03
2037	5937421,8	296871,0914	25441893,83	33898967,75	6970087,92	42369428,77	114914671,2
2038	5937421,8	296871,0914	31992057,43	33898967,75	6970087,92	54573093,07	133668499,1
2039	5937421,8	296871,0914	43452329,17	33898967,75	6970087,92	62320587,63	152876265,4
2040	5937421,8	296871,0914	50446287,23	33898967,75	6970087,92	75000000	172549635,8
<b>Total general</b>	<b>163279100</b>	<b>6382728,466</b>	<b>638366026,4</b>	<b>422582614,1</b>	<b>322161349,1</b>	<b>967877125,2</b>	<b>2520648944</b>

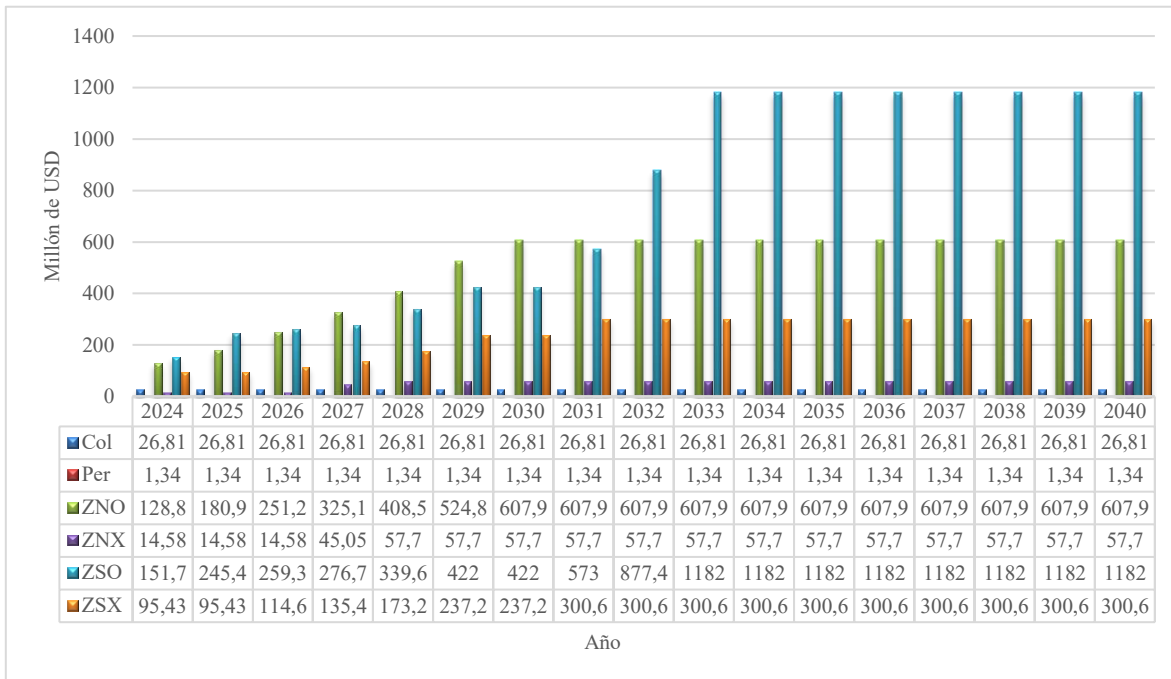


Figura 27. Costo fijo de operación y mantenimiento y capital

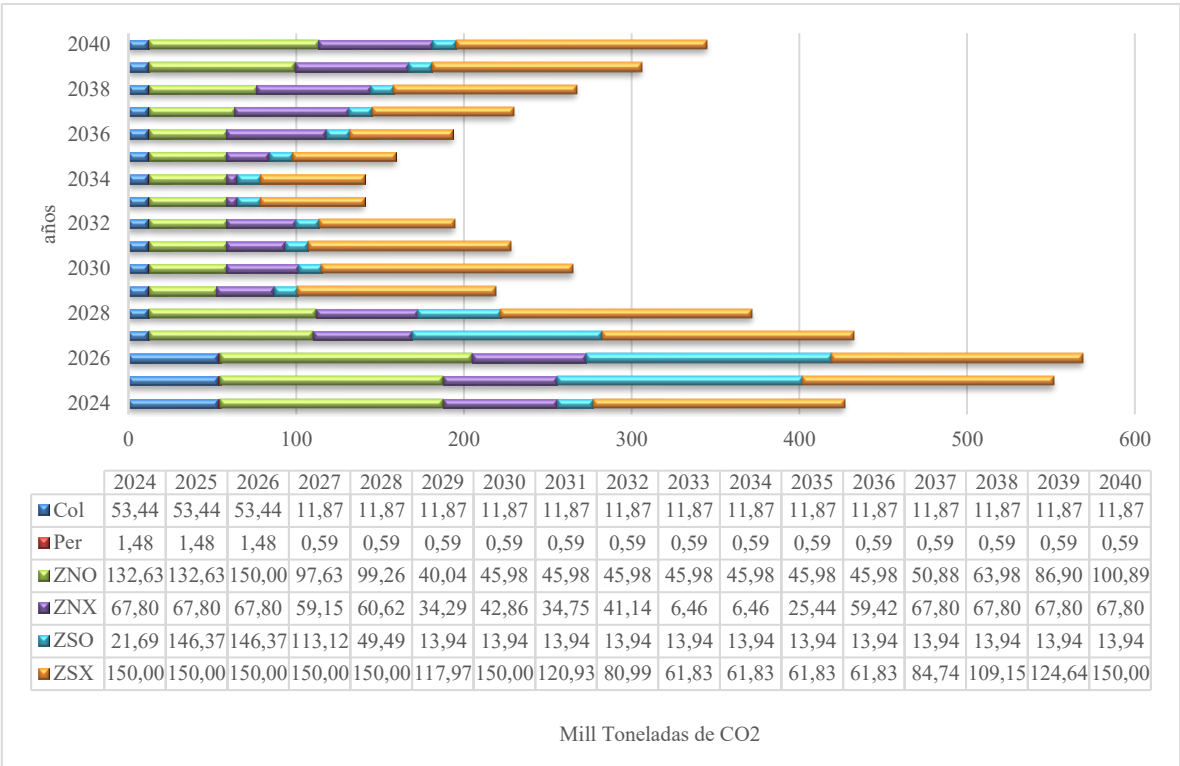


Figura 28.- Emisiones de dióxido de carbono anuales por zona operativa.

## Anexo 7: Tablas y Datos de salida del modelo Caso de estudio 2

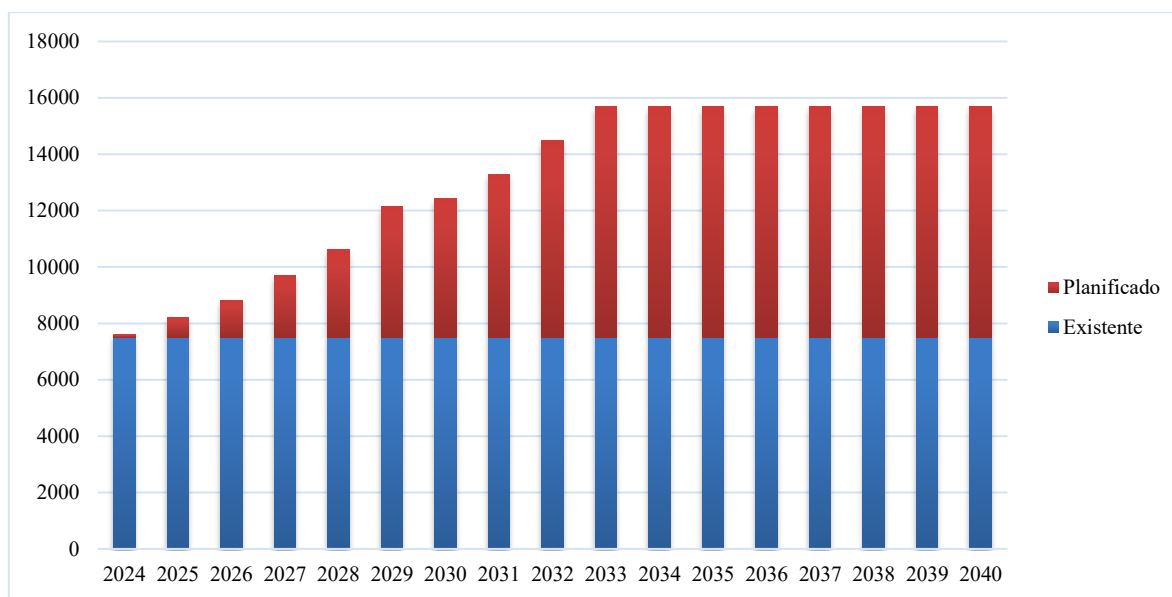


Figura 29. Caso 2.- Capacidad de generación disponible en MW.

Tabla XXI. Emisiones anuales de CO2 por tipo de combustible.

Suma de nivel	Etiquetas de fil.	Coal	Diesel	FuelOil	Gas	Geoter	Import	PV	Water	Wind	Total general
2024		0	161503812,1	91563494,35	35945840,5	0	0	0	0	0	289013146,9
2025		0	151924614	164520635,8	35945840,5	0	0	0	0	0	352391090,4
2026		0	81218789,23	235226460,6	35945840,5	0	0	0	0	0	352391090,4
2027		0	81218789,23	232343288,4	39985878,04	0	0	0	0	0	353547955,7
2028		0	42176168,76	228224471	45757360,24	0	0	0	0	0	316158000
2029		0	34287166,56	95079726,8	66744568,24	0	0	0	0	0	196111461,6
2030		0	44739410,81	123478144,2	66744568,24	0	0	0	0	0	234962123,2
2031		0	37050977,64	99884762	66744568,24	0	0	0	0	0	203680307,9
2032		0	25750664,14	84039217,57	66744568,24	0	0	0	0	0	176534450
2033		0	25750664,14	40468006,45	66744568,24	0	0	0	0	0	132963238,8
2034		0	25750664,14	40468006,45	66744568,24	0	0	0	0	0	132963238,8
2035		0	25750664,14	55832785,49	66744568,24	0	0	0	0	0	148328017,9
2036		0	40082785,71	68997902,95	66744568,24	0	0	0	0	0	175825256,9
2037		0	46862787,55	91501191,92	66744568,24	0	0	0	0	0	205108547,7
2038		0	46862787,55	121855377,9	66744568,24	0	0	0	0	0	235462733,7
2039		0	46862787,55	153436069,6	66744568,24	0	0	0	0	0	267043425,4
2040		0	46862787,55	186954512	66744568,24	0	0	0	0	0	300561867,8
<b>Total general</b>		<b>0</b>	<b>964656320,9</b>	<b>2113874053</b>	<b>994515578,7</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4073045953</b>

Tabla XXII. Pagos del impuesto al carbono por parte de los generadores.

Suma de nivel	Etiquetas de fil						Etiquetas de col	Total general
Etiquetas de fil	Col	Per	ZNO	ZNX	ZSO	ZSX	Total general	
2024	26718398,23	742177,7286	50000000	33898967,75	10842993,96	50000000	172202537,7	
2025	26718398,23	742177,7286	50000000	33898967,75	50000000	50000000	211359543,7	
2026	26718398,23	742177,7286	50000000	33898967,75	50000000	50000000	211359543,7	
2027	26718398,23	742177,7286	50000000	33898967,75	50000000	50000000	211359543,7	
2028	5937421,829	742177,7286	50000000	30558111,81	50000000	50000000	187237711,4	
2029	5937421,829	296871,0914	20022260,73	26129329,92	6970087,92	50000000	109355971,5	
2030	5937421,829	296871,0914	29116132,88	32444050,99	15564728,47	50000000	133359205,3	
2031	5937421,829	296871,0914	22990971,65	27836904,53	6970087,92	50000000	114032257	
2032	5937421,829	296871,0914	22990971,65	20082092,37	6970087,92	40983196,27	97260641,13	
2033	5937421,829	296871,0914	22990971,65	3228473,119	6970087,92	30917068,92	70340894,53	
2034	5937421,829	296871,0914	22990971,65	3228473,119	6970087,92	30917068,92	70340894,53	
2035	5937421,829	296871,0914	22990971,65	12721345,76	6970087,92	30917068,92	79833767,18	
2036	5937421,829	296871,0914	22990971,65	29710056,62	6970087,92	30917068,92	96822478,03	
2037	5937421,829	296871,0914	26766681,89	33898967,75	6970087,92	41044640,71	114914671,2	
2038	5937421,829	296871,0914	36565150,5	33898967,75	6970087,92	50000000	133668499,1	
2039	5937421,829	296871,0914	50000000	33898967,75	13046842,44	50000000	153180103,1	
2040	5937421,829	296871,0914	50000000	33898967,75	33755653,42	50000000	173888914,1	
<b>Total general</b>	<b>184060076,7</b>	<b>7273341,74</b>	<b>600416055,9</b>	<b>457130580,3</b>	<b>335941009,6</b>	<b>755696112,7</b>	<b>2340517177</b>	

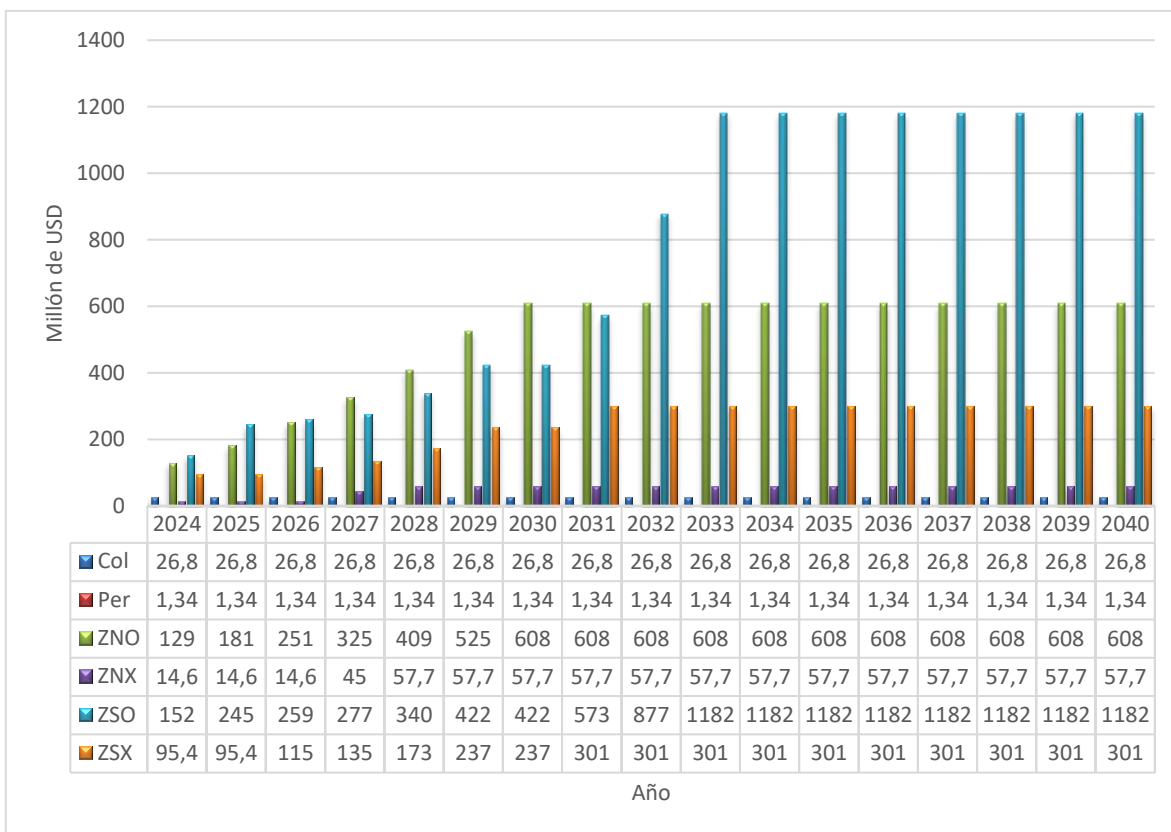
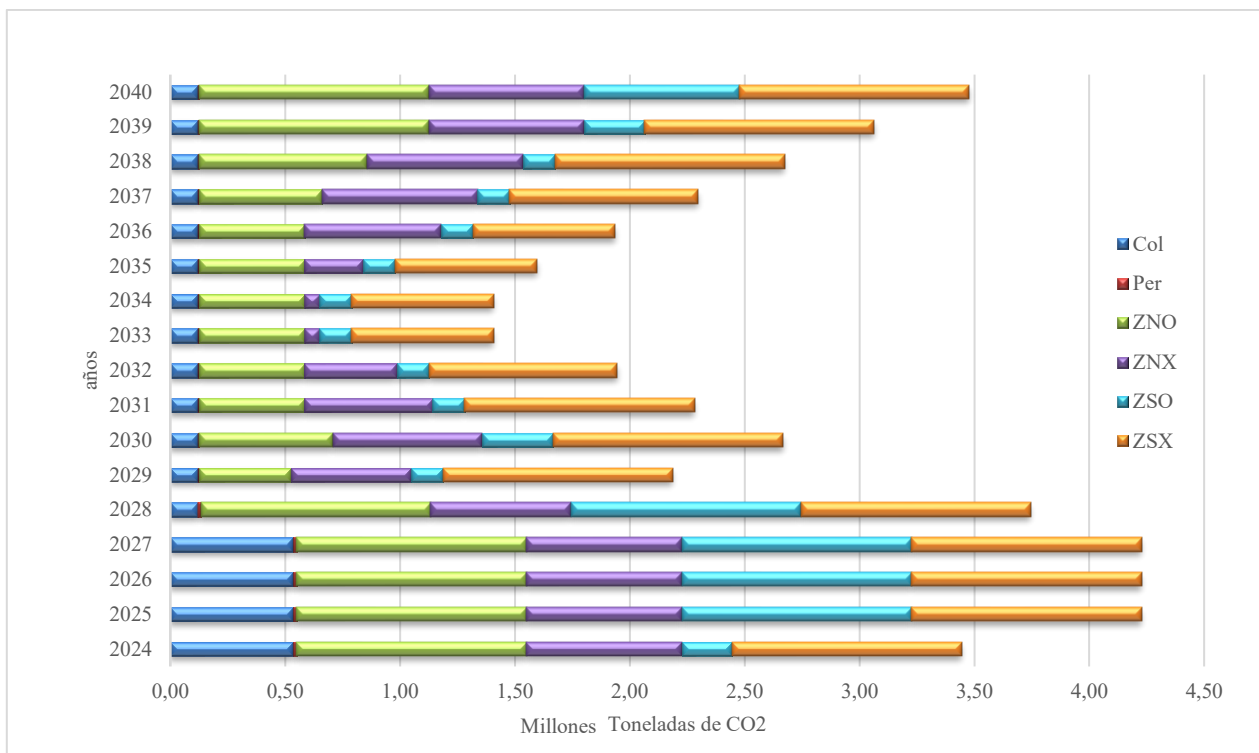


Figura 30 Costo fijo de operación y mantenimiento junto con el capital.



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>Col</b>	534368	534368	534368	534368	118748	118748	118748	118748	118748	118748	118748	118748	118748	118748	118748	118748	118748
<b>Per</b>	14844	14844	14844	14844	14844	5937	5937	5937	5937	5937	5937	5937	5937	5937	5937	5937	5937
<b>ZNO</b>	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	400445	582323	459819	459819	459819	459819	459819	459819	535334	731303	1000000	1000000
<b>ZNX</b>	677979	677979	677979	677979	611162	522587	648881	556738	401642	64569	64569	254427	594201	677979	677979	677979	677979
<b>ZSO</b>	216860	1000000	1000000	1000000	1000000	139402	311295	139402	139402	139402	139402	139402	139402	139402	139402	260937	675113
<b>ZSX</b>	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	819664	618341	618341	618341	618341	820893	1000000	1000000	1000000
<b>Total general</b>	3444051	4227191	4227191	4227191	3744754	2187119	2667184	2280645	1945213	1406818	1406818	1596675	1936450	2298293	2673370	3063602	3477778

Figura 31: Emisiones de dióxido de carbono anuales por zona operativa.