



Plan de Descarbonización para CELEC EP

Banco Europeo de Inversiones (BEI)

03 Octubre 2025

100096147

BEI PATH PLAN DE DESCARBONIZACIÓN - CELEC EP

Aviso

Este documento y su contenido se han elaborado y se destinan exclusivamente para información del Banco Europeo de Inversiones (BEI) y en relación al Plan de Descarbonización de CELEC EP

AtkinsRéalis UK Limited no asume ninguna responsabilidad ante terceros con respecto a este documento o su contenido ni sus derivados.

Este documento tiene 55 páginas, incluida la portada.

Historial del documento

Título del documento: PATH Plan de Descarbonización para CELEC EP

Numero de referencia: 100096147

Revisión	Descripción	Originó	Checó	Revisó	Autorizó	Fecha
1.0	Borrador para el cliente	RC	JD	JK/SK	BS/JC	16/09/2025
2.0	Para emisión	RC	JD	JK	JC	29/09/2025
3.0	Modificaciones a las secciones 1.3.3 y 4.2	RC	-	JK	JC	03/10/2025

Aprobación del cliente

Cliente	Banco Europeo de Inversiones (BEI)
Proyecto	EIB PATH DECARBONISATION PLAN - CELEC EP
Número de proyecto	
Firma y fecha	



Contenido

Resumen Ejecutivo	5
1. Introducción	8
1.1 Resumen del Proyecto	8
1.2 Propósito del Documento	8
1.3 Contexto	9
1.3.1 Factores Regulatorios	9
1.3.2 Contexto Económico y Ambiental	10
1.3.3 Impulsores del BEI	11
1.3.4 Estándares de Cero Emisiones Netas	12
2. Línea Base de Emisiones	14
2.1 Límites de Emisiones	14
2.2 Línea Base 2024	15
2.3 Escenario Proyección de la Situación Actual (Escenario Business-As-Usual, BAU)	17
2.4 Escenario de Aumento en Generación	18
3. Rutas de Descarbonización	20
3.1 Desarrollo del Escenario de Descarbonización	20
3.1.1 Intervenciones de Descarbonización	20
3.1.2 Resultados del Escenario de Descarbonización	24
4. Alineamiento al Marco PATH	27
4.1 Acuerdo de París	27
4.2 Participación de las Partes Interesadas	27
4.3 Medidas Adicionales de Descarbonización	28
4.4 Objetivos de Reducción de Carbono	29
5. Conclusiones	31
Apéndice A. Límite Organizacional	33
Apéndice B. Definiciones de Combustibles	35
Apéndice C. Aumento Previsto en Generación	36
Apéndice D. Intervenciones de Descarbonización	38
Apéndice E. Suposiciones en el Modelado	44
E.1 Línea Base	44
E.2 Proyección de la Situación Actual (Business-as-Usual, BAU)	46
E.3 Escenario de Descarbonización	47



Tablas

Tabla 2-1 – Emisiones Totales de GEI (tCO ₂ e), Año 2024	15
Tabla 2-2 – Generación Total (MWh), Emisiones de GEI (tCO ₂ e) y Factores de Intensidad de Emisiones (tCO ₂ e/MWh) por Unidad de Negocio, Año 2024	16
Tabla 3-1 – Intervenciones para Descarbonizar las Operaciones de CELEC EP	20
Tabla A-1 – Unidades de Negocio y Plantas de Generación	33
Tabla A-2 – Unidades de Negocio y Vehículos	34
Tabla C-1 – Aumento Previsto en Generación	36
Tabla D-1 – Lista de Intervenciones de Descarbonización	38
Tabla E-1 – Suposiciones para el Modelado de la Línea Base	44
Tabla E-2 – Suposiciones para el Modelado de la Proyección de la Situación Actual (Business-as-Usual, BAU)	46
Tabla E-3 – Suposiciones para el Modelado de el Escenario de Descarbonización	47

Figuras

Figure 0-1 – Ruta de Descarbonización de la intensidad de emisiones de CELEC EP al 2050	6
Figura 1-1 – Desglose Histórico de la Generación Eléctrica en Ecuador	10
Figura 1-2 – Trayectoria de Referencia de la Intensidad de las Emisiones Globales y Regionales por Escenario de Calentamiento para el Sector de Servicios Públicos de Electricidad	13
Figura 2-1 – Emisiones Totales en 2024, Desglosadas por Fuente	16
Figura 2-2 – Emisiones de GEI Proyectadas en el Escenario BAU (tCO ₂ e) para las Operaciones de CELEC EP, Desde el Año Base 2024 Hasta 2050	17
Figura 3-1 – Pronóstico de Generación Anual de Electricidad Futura por Fuente	18
Figura 3-2 – Proporción de la Generación de Electricidad Anual Futura Prevista por Fuente	19
Figura 3-3 – Factor de Intensidad Promedio Anual Previsto para el Escenario de Aumento en Generación	19
Figura 3-4 – Ahorro Acumulado de Emisiones por Intervención (2024 a 2050)	23
Figura 3-5 – Ruta de Descarbonización de la Intensidad de Emisiones de CELEC EP hasta el 2050	24
Figura 3-6 – Rutas Modeladas para la Descarbonización de las Emisiones Absolutas de CELEC EP en 2050	26
Figura 4-1 – Metas de Reducción de la Intensidad de las Emisiones Alineados con el PATH	29



Resumen Ejecutivo

La Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (en adelante, “CELEC EP”) es la Empresa Eléctrica Nacional del Ecuador. Es responsable de la generación, transmisión y distribución de electricidad en todo el país. CELEC EP es responsable de hasta el 90% de la generación eléctrica de Ecuador y desempeña un papel fundamental para garantizar la confiabilidad de la red eléctrica nacional, que sustenta diversos sectores, como el industrial, el residencial y el comercial. CELEC EP está comprometida con la sostenibilidad y la reducción de sus emisiones de carbono. Para apoyar esta ambición y cumplir con los requisitos de financiación del Banco Europeo de Inversiones (BEI), este documento describe el Plan de Descarbonización de CELEC EP, en línea con el Marco de Alineación de Contrapartes del Acuerdo de París (Paris Alignment of Counterparties, PATH) del BEI¹.

La adhesión al marco PATH del BEI se acepta cuando los planes de descarbonización de las empresas están alineados con los de organizaciones independientes líderes, como la Iniciativa de la Transition Pathway Initiative (TPI), y, por lo tanto, apoyan directamente los objetivos del Acuerdo de París. La TPI proporciona indicadores de intensidad de emisiones para sectores con altas emisiones de carbono, como las empresas eléctricas², derivadas del modelo económico-energético de la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency, IEA). Estos puntos de referencia reflejan el rango de ambición y las variaciones económicas, incluyendo las trayectorias objetivo-específicas para los activos de generación de energía que buscan limitar el calentamiento global a niveles por debajo de 2.0°C y 1.5°C, como se refleja en el Acuerdo de París. El Plan de Descarbonización de CELEC EP se basa en estos modelos TPI al centrarse en una trayectoria de intensidad de emisiones, así como en alinearse con los requisitos del PATH mediante la inclusión de objetivos a mediano y largo plazo, impulsando la neutralidad de carbono para mediados de siglo.

Línea Base de Emisiones Actuales

En 2024, las emisiones directas totales de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de Alcance 1 de CELEC EP ascendieron a 5,049,210 tCO₂e, de las cuales el 99.9% se atribuyeron a actividades de generación de energía, principalmente a la combustión de aceites combustibles (fuel oil) en centrales térmicas (combustión estacionaria), y 4,998 tCO₂e se asociaron al uso de la flota de vehículos de CELEC EP (combustión móvil). Las operaciones de la empresa también implican el uso de gases de alto potencial de calentamiento global, como el hexafluoruro de azufre (SF₆), sin embargo, las emisiones fugitivas de estos gases presentemente no se registran en el inventario de emisiones de la empresa.

Actualmente, las emisiones de Alcance 2 no son relevantes para CELEC EP, ya que la empresa incluye todas las emisiones derivadas de la pérdida de transmisión de electricidad en sus emisiones de Alcance 1. Sin embargo, reducciones en pérdidas de transmisión y distribución podrían reducir las emisiones de Alcance 1; y por lo tanto, estas medidas se incluyen también en este Plan de Descarbonización. Las emisiones de Alcance 3 (emisiones indirectas a lo largo de la cadena de valor) no se incluyeron en este Plan, que se centra en las operaciones principales de CELEC EP.

CELEC EP generó 25,600 GWh de electricidad en 2024, de los cuales el 73.8% provino de centrales hidroeléctricas, el 25.9% de centrales térmicas, y el 0.3% restante de fuentes eólicas. La intensidad media de GEI de la generación térmica durante este período fue de 0.761 tCO₂e/MWh, mientras que la intensidad general de la empresa, incluyendo todas sus fuentes de generación fue de 0.197 tCO₂e/MWh.

Se modeló un escenario de Proyección de la Situación Actual (Business as Usual, BAU) considerando la evolución prevista de las emisiones de referencia con el tiempo, basándose en los compromisos financieros

¹ Banco Europeo de Inversiones, 2022, The EIB PATH Framework. Disponible en: https://www.eif.org/news_centre/publications/the-eib-group-path-framework-v1-2-en.pdf

² Transition Pathway Initiative, 2021. Disponible en: [TPI Electricity Utilities Reference Pathways](#)



actuales de la empresa. Bajo este escenario, se proyectó que las emisiones de la empresa aumentarían un 35.3%, alcanzando los 6.83 millones de tCO₂e para 2050.

Escenario de Aumento en Generación

Además de los proyectos comprometidos en el escenario BAU, CELEC EP planea aumentar aún más su capacidad de generación, inicialmente mediante la puesta en marcha de centrales térmicas adicionales hasta 2027, así como la puesta en marcha de centrales hidroeléctricas, geotérmicas y solares adicionales hasta 2041. El aumento total de la capacidad de generación representa un incremento del 183% con respecto a la línea base, lo que refleja la expectativa de una mayor electrificación de muchos sectores de la economía a medida que Ecuador se aleja de la dependencia del petróleo para cumplir sus objetivos climáticos. El aumento de la generación también responde a las recientes preocupaciones sobre la confiabilidad de la red eléctrica, debido a las recientes sequías que afectaron la disponibilidad de energía hidroeléctrica y provocaron apagones en 2024.

Este aumento de capacidad propuesto se captura en un escenario de generación futura llamado Escenario de Aumento en Generación, en el cual las emisiones de CELEC EP alcanzarían un máximo de 8.84 millones de tCO₂e en 2030 y se mantendrían en este nivel hasta 2050. En este escenario de mayor generación, la intensidad de las emisiones alcanzaría un máximo en 2027 y 2029, con 0.257 tCO₂e/MWh. Sin embargo, la adición programada de nueva capacidad de generación renovable reduciría la intensidad de las emisiones progresivamente hasta alcanzar un valor de 0.122 tCO₂e/MWh del 2041 en adelante.

Escenario de Descarbonización

El Escenario de Descarbonización se basa en el escenario BAU y el subsiguiente Escenario de Aumento en Generación, y describe cómo CELEC EP planea descarbonizar aún más sus operaciones, como se ilustra en la Figura 0-1. CELEC EP se ha comprometido con una estrategia de descarbonización por fases que describe una serie de medidas de reducción de carbono a corto (hasta 2027), mediano (hasta 2035) y largo (hasta 2050) plazo. Estas intervenciones se modelan en el Escenario de Descarbonización y se proyecta que reducirán significativamente la intensidad de las emisiones para 2050, pasando del valor base de 0.197 tCO₂e/MWh a 0.077 tCO₂e/MWh en 2050, reflejando una matriz energética más limpia y eficiente.

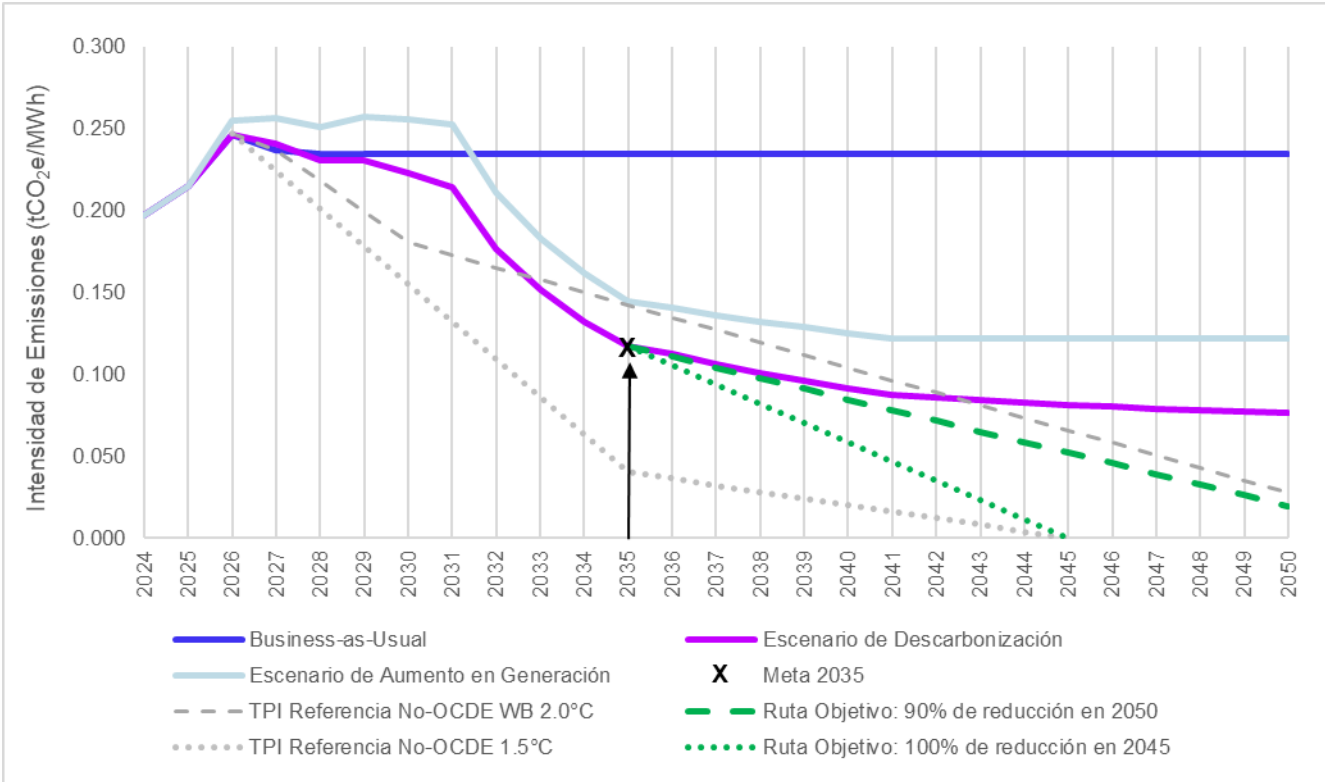


Figure 0-1 – Ruta de Descarbonización de la intensidad de emisiones de CELEC EP al 2050



Las medidas con mayor impacto de la estrategia de descarbonización incluyen:

- Conversión de plantas de turbinas de gas de ciclo abierto (OCGT) a turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT), aprovechando el calor residual de la turbina para generar electricidad adicional mediante una turbina de vapor.
- Mejorar la eficiencia energética de las plantas mediante auditorías, la conformidad con la norma ISO 50001 y un monitoreo más efectivo en tiempo real y con controles digitales.
- Implementar una estrategia de monitoreo de pérdidas en la red de transmisión, identificando ineficiencias como líneas sobrecargadas, equipos obsoletos o factores de potencia ineficientes de manera que se vaya definiendo un plan para su mejora.
- Continuar reemplazando las centrales térmicas de combustibles fósiles con alto contenido en emisiones por generación renovable.

Para impulsar la alineación con el Escenario de Descarbonización de CELEC EP y el marco PATH del BEI, se han identificado una ruta de objetivos a mediano y largo plazo (que también se muestra en la Figura 0-1), como se detalla a continuación:

- Una reducción del 40% en la intensidad de las emisiones para el año 2035, con el objetivo de alcanzar 0.118 tCO₂e/MWh
- Una reducción del 90% en la intensidad de las emisiones para el año 2050, con el objetivo asociado de 0.020 tCO₂e/MWh

Estos objetivos se seleccionaron para situarse muy por debajo del umbral de referencia del TPI de 2.0°C (basado en el valor máximo de intensidad energética del escenario BAU, que es inferior al de referencia para países no pertenecientes a la OCDE). También se presenta una trayectoria alternativa de objetivos más ambiciosa para ilustrar la reducción necesaria para alcanzar una reducción del 100% y cumplir el umbral de referencia del TPI de 1.5°C.

El objetivo a mediano plazo es alcanzable mediante la implementación completa del Plan de Descarbonización, que se indica la posibilidad de alcanzar 0.117 tCO₂e/MWh para 2035. Alcanzar esta meta se considera probable ya que se anticipa que parte de la capacidad de energía renovable que está proyectada para instalarse en los próximos años, reemplazará plantas térmicas de combustibles fósiles, donde el modelo las consideró como capacidad instalada adicional.

Para alinearse con la trayectoria a largo plazo y, además, alcanzar la neutralidad de carbono, CELEC EP deberá ir más allá del nivel de intervenciones modeladas. Se espera que esto se logre en los próximos años mediante una eliminación gradual y estructurada de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, a medida que las tecnologías alternativas bajas en carbono, como la geotermia, la energía fotovoltaica con almacenamiento de energía en baterías, los biocombustibles o el hidrógeno, y los reactores nucleares modulares a pequeña escala, se vuelvan más accesibles y viables para el paisaje ecuatoriano. Se propone una revisión periódica del Escenario de Descarbonización de CELEC EP, al menos cada cinco años, para evaluar las oportunidades de lograr mayores reducciones de carbono a largo plazo.

En general, el Escenario de Descarbonización de CELEC EP presenta un enfoque técnicamente viable y operativamente pragmático para la descarbonización, con un enfoque central en el objetivo a mediano plazo, aprovechando tecnologías consolidadas y soluciones escalables relevantes para el contexto actual de las operaciones de CELEC EP. A largo plazo, se requerirá una mayor descarbonización mediante la consideración de tecnologías más extensas a medida que estas sean económica y tecnológicamente más viables. Al implementar este Plan de Descarbonización, mediante el suministro de energía eléctrica cada vez más baja en carbono, CELEC EP puede desempeñar un papel fundamental en la transición de Ecuador hacia un futuro energético bajo en carbono.



1. Introducción

1.1 Resumen del Proyecto

CELEC EP, la Empresa Nacional de Energía del Ecuador, es responsable de la generación y transmisión de electricidad a nivel nacional. Adscrita al Ministerio de Ambiente y Energía, CELEC EP gestiona una cartera de plantas hidroeléctricas, eólicas y termoeléctricas que de acuerdo con el despacho económico realizado por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) generan entre el 80% y el 90% de la electricidad del país. Su objetivo es garantizar una red nacional estable y confiable, que atienda a los sectores industrial, residencial y comercial. Constituida en 2010 mediante la fusión de seis entidades estatales (cinco empresas de generación y una de transmisión), CELEC EP también participa en la comercialización de energía, el desarrollo de proyectos, la investigación, la operación y el mantenimiento de sistemas fuera del Sistema Interconectado Nacional. Estas funciones se detallan en el sitio web oficial de CELEC EP³.

La visión de CELEC EP es ser reconocido como el principal proveedor de energía del Ecuador, destacado por su excelencia técnica, transparencia, solidez financiera, mano de obra calificada e innovación empresarial⁴. Alineado con el Plan Maestro de Electricidad del País (2023 – 2032)⁵ que se actualiza periódicamente, CELEC EP prioriza la sostenibilidad y el papel crucial del sector eléctrico para impulsar la reducción nacional de emisiones de GEI. La empresa ha implementado importantes proyectos de infraestructura para mejorar el suministro eléctrico nacional, a la vez que amplía el uso de energías renovables, en particular la hidroeléctrica. CELEC EP también trabaja para gestionar mejor su impacto climático y diseñar un Plan de Descarbonización basado en sus objetivos.

El BEI encargó a AtkinsRéalis el desarrollo de un Plan de Descarbonización para CELEC EP con el fin de impulsar la reducción de emisiones y fortalecer la resiliencia al cambio climático, de acuerdo con el marco de Alineación de Contrapartes del Acuerdo de París (PATH) del Banco⁶. Esto requiere que el Plan de Descarbonización incorpore y publique los objetivos cuantificados de reducción de emisiones a mediano plazo y el plan a largo plazo para lograr la neutralidad de carbono para mediados de siglo, teniendo en cuenta el contexto técnico, económico y geográfico de CELEC EP.

1.2 Propósito del Documento

Este Plan de Descarbonización proporciona un contexto completo de la trayectoria modelada para CELEC EP por AtkinsRéalis, incluyendo las emisiones de referencia y la proyección de la situación actual (BAU), así como las futuras intervenciones de descarbonización. La información y el contenido presentados en este documento pueden ser adaptados y utilizados por CELEC EP para comunicar y divulgar públicamente su Plan de Descarbonización y las acciones que emprenderá para alcanzar sus objetivos de reducción de carbono.

Este documento incorpora las siguientes secciones clave:

- Contexto organizacional de CELEC EP;
- Un resumen de la línea base de emisiones de CELEC EP en 2024;

³ CELEC EP (n.d.) La Empresa. Disponible en: <https://www.celec.gob.ec/la-empresa>

⁴ CELEC EP (n.d.) Misión y Visión. Disponible en: <https://www.celec.gob.ec/mision-y-vision/>

⁵ CELEC EP (2024) Plan Maestro del Electricidad 2023-2032. Disponible en: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad>

⁶ Banco Europeo de Inversiones 2022, The EIB PATH Framework. Disponible en: <https://www.eib.org/en/publications/20230343-the-eib-group-path-framework-v1-2>



- La Proyección de la Situación Actual (escenario BAU), mostrando la trayectoria proyectada de emisiones considerando los compromisos financieros de la empresa a julio de 2025;
- Intervenciones de reducción de emisiones de GEI, junto con los facilitadores de alto nivel propuestos para el Escenario de Descarbonización asociado; y
- El objetivo de reducción de emisiones a mediano plazo, que proporciona un punto de referencia cuantitativo, así como opciones de reducción de GEI a largo plazo, que describen una posible vía para lograr la neutralidad de carbono para 2050.

1.3 Contexto

1.3.1 Factores Regulatorios

Acuerdo de París

El Acuerdo de París, es el tratado internacional más importante del mundo para combatir el cambio climático, y es un factor clave para la reducción de emisiones de GEI. Fue adoptado por 196 Partes en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21) el 12 de diciembre de 2015 y su objetivo general es mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de los 2.0°C con respecto a los niveles preindustriales y proseguir los esfuerzos para limitarlo a 1.5°C con respecto a los niveles preindustriales.

Para alcanzar estos objetivos, el Acuerdo de París exige un equilibrio entre las emisiones y absorciones antropogénicas en la segunda mitad del siglo, introduciendo el principio de cero emisiones netas en la política climática internacional. Tras el Acuerdo de París, el Informe Especial de 2018 del IPCC sobre 1.5°C aclaró que para alcanzar este objetivo de temperatura se requiere cero emisiones netas globales de CO₂ para alrededor de 2050. Este enfoque científico transformó el concepto de cero emisiones netas de CO₂ de un concepto abstracto a un punto de referencia concreto para la acción climática.

Contribución Determinada a Nivel Nacional de Ecuador (NDC)

El contexto regulatorio y de políticas de Ecuador en materia de emisiones de GEI se basa en compromisos internacionales y nacionales. Mediante la segunda Contribución Nacional Determinada (NDC), publicada en 2025, Ecuador reafirmó su compromiso de contribuir al logro de los objetivos establecidos en el Acuerdo de París (2015) y la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

La NDC de Ecuador abarca los planes del país de 2026 a 2035 en los sectores de energía, industria, agricultura, uso del suelo y residuos. El compromiso incondicional de Ecuador es reducir sus emisiones de GEI en un 7% con respecto al escenario tendencial. Además, el país tiene un compromiso condicional de una reducción adicional del 8%, sujeto a la cooperación y el apoyo internacional⁷.

Política climática de Ecuador

El Plan Nacional de Mitigación del Cambio Climático del Ecuador 2024 (PLANMICC) fue desarrollado por el Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Ecológica (MAATE) y definió una estrategia a largo plazo para la descarbonización hasta 2070. Esta estrategia considera las emisiones de energía, agricultura, UTCUTS, residuos y procesos industriales e incluye proyecciones hasta 2070 para cada sector y sus partes constituyentes, incluyendo el aumento de la generación de electricidad, la mejora de la eficiencia energética y el desarrollo de una industria del hidrógeno.

⁷ República del Ecuador (2025) Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional. Disponible en: <https://unfccc.int/sites/default/files/2025-02/Segunda%20NDC%20de%20Ecuador.pdf>

El 14 de agosto de 2025, mediante Decreto Ejecutivo N°94, se ordenó la fusión por absorción del Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica (MAATE) al Ministerio de Energía y Minas (MEM), creando el nuevo Ministerio de Ambiente y Energía, integrando al MAATE como un viceministerio. El MAATE también está desarrollando objetivos NDC para 2030 y 2035 y ha publicado un Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (2023), con objetivos identificados hasta 2027.

En 2024, el Ministerio de Energía y Minas lanzó un Plan Maestro de Electricidad (2023 – 2032)⁸ actualizado, que establece una estrategia de inversión en generación, transmisión y distribución. Este plan prevé una inversión hasta 2029 de 1,290 MW para reemplazar y reabastecer centrales eléctricas antiguas al final de su vida útil. A partir de 2030, la expansión eléctrica se logrará mediante la energía hidroeléctrica de megaproyectos en la cuenca sur de la Amazonia.

1.3.2 Contexto Económico y Ambiental

Ecuador tiene una población de aproximadamente 18 millones de habitantes y, si bien ha experimentado un crecimiento significativo del 10% en la última década, la tasa de crecimiento se está desacelerando, estimándose en un 0.85% en 2025⁹. El crecimiento poblacional impulsó históricamente un aumento en la demanda total de energía, con un aumento de las emisiones de energía de aproximadamente un 10% entre 2012 y 2022, y un aumento de la capacidad eléctrica del 62% durante el mismo período¹⁰, aunque se estabilizó a partir de 2019, como se ilustra en la Figura 1-1 a continuación.

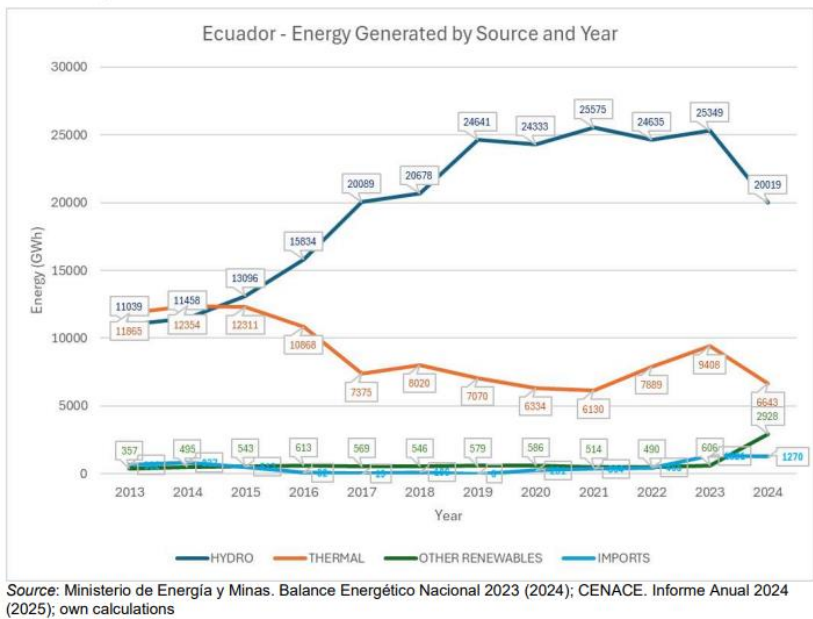


Figura 1-1 – Desglose Histórico de la Generación Eléctrica en Ecuador

La economía de Ecuador tiene una alta dependencia del petróleo para traer recursos económicos al país. Las exportaciones de petróleo representaron el 25% de las exportaciones totales y el 7.5% del PIB en 2023¹¹. Esta dependencia en el petróleo genera una posible inestabilidad económica debido al impacto de la variación en los

⁸ CELEC EP (2024) Plan Maestro del Electricidad 2023-2032. Disponible en: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad>

⁹ Country Statistics from Worldometer. Disponible en: [Ecuador Population \(2025\) - Worldometer](https://www.worldometer.info/country/ecuador/)

¹⁰ NDC Aspects Country Report: Transition Pathways for Ecuador (EU Horizon funded) 2024. Disponible en [D5.2 - Ecuador country fiche.pdf](#)

¹¹ International Monetary Fund (MF Library) 2024. Disponible en: [IMF Reducing Vulnerabilities to Global Energy Transition in Ecuador](https://www.imf.org/en/Publications/Reducing-Vulnerabilities-to-Global-Energy-Transition-in-Ecuador)



precios mundiales del petróleo, así como desafíos futuros más amplios para este flujo de ingresos, debido a la transición energética global y el cambio hacia economías con menores emisiones de carbono.

La generación eléctrica de Ecuador cuenta con un porcentaje relativamente alto de fuentes renovables (principalmente hidroeléctrica), que representaron el 73.8% de la capacidad de generación de CELEC EP en 2024 (como se ilustra en la Sección 2.2). Los futuros compromisos climáticos, como se describe en el PLANMICC, para reducir la dependencia de Ecuador en el petróleo, requerirán un aumento significativo de la capacidad eléctrica para satisfacer sus necesidades energéticas. Se estima que esto representará un aumento de la capacidad eléctrica de aproximadamente el 50% para 2030 y de aproximadamente el 150% para 2050, como se refleja en el plan de aumento de generación de CELEC EP, descrito en la Sección 3.1.

Paralelamente al aumento de la demanda eléctrica, Ecuador es altamente vulnerable a los impactos del cambio climático, con el aumento de eventos climáticos críticos que causan sequías extremas e impactan la disponibilidad de energía hidroeléctrica, evidenciado por los cortes de energía a nivel nacional de 2024¹². Por lo tanto, se observa que se requerirá contar con una capacidad reserva firme mínima que cubra posibles años de bajo potencial hídrico y logre mantener la flexibilidad y confiabilidad del sistema eléctrico. A corto plazo, es probable que esto incluya centrales eléctricas de combustibles fósiles. Esta necesidad de suministro eléctrico confiable e independiente se ve agravada por la variedad y lejanía de gran parte del país desde los centros de generación a los centros de consumo, que abarca desde la selva amazónica, las tierras altas andinas y hasta islas remotas, como las Galápagos.

Este contexto económico y geográfico se refleja en la proyección de las emisiones de GEI de CELEC EP a través del Escenario de Descarbonización propuesto, lo que motiva los objetivos de descarbonización y su alineación con el marco PATH del BEI.

1.3.3 Impulsores del BEI

Como se traduce del Marco de Alineación de Contrapartes del Acuerdo de París (Paris Alignment of Counterparties, PATH)¹³ del inglés, el Grupo BEI, como banco climático de la UE e institución pública, se compromete a apoyar a sus clientes en la transición hacia un futuro con bajas emisiones de carbono y resiliente al cambio climático: en otras palabras, a alinear sus operaciones a lo largo del tiempo con los objetivos y principios del Acuerdo de París.

La Ruta del Clima del BEI (EIB's Climate Bank Roadmap CBR)¹⁴ establece que la principal vía por la que el Grupo BEI puede impulsar esta transición es mediante la prestación de servicios financieros y de asesoramiento para invertir en proyectos y operaciones alineados con el Acuerdo de París. El CBR, aprobado en noviembre de 2020, ofrece una interpretación clara de la alineación en el contexto de los proyectos y productos del Grupo BEI. El Grupo BEI desea apoyar inversiones específicas tras comprender claramente el plan de las contrapartes para la transición hacia un futuro con bajas emisiones de carbono y resiliente al cambio climático.

La política de préstamos energéticos del BEI (EIB Energy Lending Policy)¹⁵ describe cómo centrarse en la inversión energética a largo plazo representa un reto ambicioso, por lo que el Banco eliminará gradualmente el apoyo a proyectos energéticos que dependan de combustibles fósiles sin control. Esto implica que el Banco eliminará gradualmente el apoyo a (i) la producción de petróleo y gas natural; (ii) la infraestructura de gas tradicional (redes, almacenamiento, instalaciones de refinación); (iii) las tecnologías de generación de energía

¹² Centro Internacional de Energía (IESEA) 2024. Disponible en: [Ecuadors-2024-Power-Failures-V0_compressed.pdf](#)

¹³ European Investment Bank, 2022, The EIB PATH Framework. Disponible en: <https://www.eib.org/en/publications/20230343-the-eib-group-path-framework-v1-2>

¹⁴ European Investment Bank, 2020, EIB Climate Bank Roadmap 2021-2025. Disponible en: https://www.eib.org/files/publications/thematic/eib_group_climate_bank_roadmap_en.pdf

¹⁵ European Investment Bank, 2019, EIB energy lending policy. Disponible en: <https://www.eib.org/en/publications/eib-energy-lending-policy>

que generen emisiones de GEI superiores a 250 g de CO₂ por kWh de electricidad generada, promediadas a lo largo de su vida útil, para centrales eléctricas a gas que busquen integrar combustibles bajos en carbono; y (iv) la infraestructura de producción de calor a gran escala basada en petróleo, gas natural, carbón o turba sin control.

El Marco PATH¹⁶ busca incentivar a los intermediarios financieros a ser más transparentes en su gestión del riesgo climático. Además, el Grupo BEI debe ser capaz de abordar las preocupaciones legítimas de las partes interesadas sobre el riesgo de “lavado de imagen verde” (“greenwashing”), es decir, brindar apoyo financiero a una empresa que continúa participando en actividades difíciles de conciliar con los objetivos a largo plazo del Acuerdo de París. El marco PATH se desarrolla en torno a la divulgación pública de dos elementos cruciales para un Plan de Descarbonización:

1. Un objetivo cuantitativo de reducción de emisiones a medio plazo y renovable (lo que significa que los objetivos deben actualizarse periódicamente, por ejemplo, se recomienda cada cinco años); y
2. Opciones a más largo plazo para lograr la neutralidad de carbono hacia mediados de siglo.

La elección de un objetivo particular debe estar motivada en el contexto específico de la empresa y la geografía en la que opera.

1.3.4 Estándares de Cero Emisiones Netas

Science Based Targets Initiative (SBTi)

La Iniciativa de Objetivos Basados en la Ciencia (SBTi por sus siglas en inglés) fue creada para proporcionar a empresas un marco y un servicio de validación que les permitiera establecer y comprometerse con objetivos de reducción de emisiones absolutas con base en la ciencia, alineados con los objetivos del Acuerdo de París. Según el Estándar SBTi Net Zero, basado en escenarios del Consorcio de Modelado de Evaluación Integrada (IAMC)¹⁷, una reducción lineal anual de las emisiones absolutas de al menos un 4.2% con respecto a los niveles de 2020, alcanzando una reducción mínima del 90% para 2050, con el resto compensado mediante la absorción de carbono, sería coherente con limitar el aumento de la temperatura media global a 1.5°C.

El SBTi se centra en la reducción absoluta de emisiones, y se aceptan objetivos de intensidad cuando las emisiones absolutas también se reducen de acuerdo con la ciencia climática o se modelen utilizando vías de descarbonización específicas del sector. El SBTi es altamente prescriptivo, con objetivos que se deben establecer dentro de plazos específicos e incluir todas las emisiones significativas de los Alcances 1, 2 y 3.

Transition Pathway Initiative (TPI)

La Iniciativa de Caminos de Transición (TPI por sus siglas en inglés)¹⁸ fue desarrollada para apoyar la transición de los propietarios de activos hacia una economía baja en carbono en diferentes sectores económicos, utilizando el Enfoque de Descarbonización Sectorial (SDA), basado en los modelos de economía-energía desarrollados por la Agencia Internacional de Energía (IEA).

El TPI se centra en las trayectorias de intensidad de emisiones para las empresas eléctricas, con la metodología de desempeño de carbono¹⁹ considerando tCO₂e/MWh para las emisiones de Alcance 1, y basadas únicamente en la generación, para una comparación consistente en toda la industria. El TPI también proporciona vías de referencia que varían según el grupo económico. A continuación, se muestran ejemplos de vías de empresas

¹⁶ European Investment Bank, 2022, The EIB PATH Framework. Disponible en: <https://www.eib.org/en/publications/20230343-the-eib-group-path-framework-v1-2>

¹⁷ Foundations of Science-based Target Setting, Version 1.0, 2019. Disponible en: [foundations-of-SBT-setting.pdf](#)

¹⁸ Transition pathway initiative. Disponible en: [Electricity Utilities - Transition Pathway Initiative](#)

¹⁹ Transition pathway initiative methodology. Disponible en: [2024-carbon-performance-assessment-of-electricity-utilities-note-on-methodology.pdf](#)

de servicios públicos de electricidad, para este Plan de Descarbonización usa la referencia para países no pertenecientes a la OCDE en su análisis.

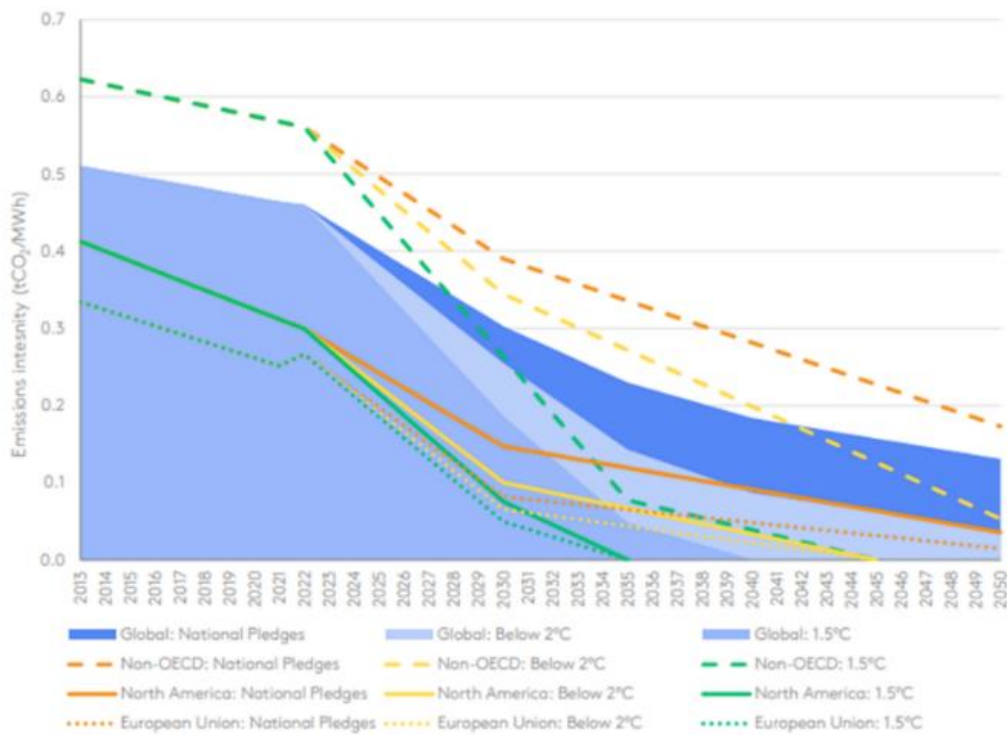


Figura 1-2 – Trayectorias de Referencia de la Intensidad de las Emisiones Globales y Regionales por Escenario de Calentamiento para el Sector de Servicios Públicos de Electricidad



2. Línea Base de Emisiones

Se estableció una línea base de emisiones GEI de CELEC EP para el año fiscal y calendario 2024. En el momento de la recopilación de datos, este era el conjunto de datos más actual y completo disponible. Esta línea base se usa como punto de partida para medir el desempeño de la organización y también proporciona la base para generar los escenarios modelados, y un punto de referencia para el Plan de Descarbonización.

2.1 Límites de Emisiones

El límite considerado para las emisiones incluye el límite organizacional, que contempla las actividades de CELEC EP para las que se recopilaron datos de carbono, y el límite operativo, que especifica el alcance de los datos de emisiones que se incluyeron en el análisis.

Límite Organizacional y Operativo

El enfoque de control operacional, tal como lo define el Protocolo de GEI²⁰, fue identificado como el más relevante para definir el límite organizacional de CELEC EP. En este enfoque se considera el 100% de las emisiones resultantes de actividades en las que CELEC EP puede imponer sus propias políticas operativas. En el Apéndice A se proporciona una lista detallada de todas las operaciones incluidas dentro del límite organizacional de CELEC EP.

El límite operativo de CELEC EP se clasifica en dos alcances reconocidos internacionalmente, según lo define el Protocolo de GEI:

Alcance 1: incluye las emisiones directas de GEI procedentes de fuentes propiedad de CELEC EP o controladas por esta (por ejemplo, emisiones derivadas de la combustión de combustibles en la generación de energía y la combustión móvil de diésel y de gasolina en vehículos).

Alcance 2: incluye las emisiones indirectas de GEI derivadas de la generación de electricidad adquirida de terceros, y consumida por CELEC EP.

Cabe señalar que las emisiones de Alcance 3, que incluyen todas las demás emisiones indirectas a lo largo de la cadena de valor de una organización, están excluidas de este Plan de Descarbonización.

Según el Protocolo de GEI, las emisiones de GEI se miden en dióxido de carbono equivalente (CO₂e), que representa el potencial de calentamiento global de diferentes gases durante un período específico. El Protocolo de Kioto identifica siete GEI: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFCs), perfluorocarbonos (PFCs), hexafluoruro de azufre (SF₆) y trifluoruro de nitrógeno (NF₃). Este estudio cuantifica el impacto de estos gases mediante la conversión de las emisiones usando el Potencial de Calentamiento Global (PCG) relativo (kgCO₂e), de acuerdo con las directrices del Protocolo de GEI.

Exclusiones

Para el Alcance 1, algunas emisiones directas provenientes de fugas de GEI, utilizadas para el aislamiento de equipos eléctricos o como refrigerante, no se incluyeron en la línea base del Alcance 1, ya que estos datos no se encuentran considerados actualmente en el inventario de emisiones de CELEC EP. Se recomienda incluir estas emisiones en futuros informes.

Para el Alcance 2, dado que CELEC EP genera el 100% de la electricidad que consume, y posee y opera su propia infraestructura de transmisión, las emisiones de Alcance 2 se reportan como cero. Esto se debe a que las emisiones asociadas con la generación de electricidad se encuentran incluidas en el Alcance 1. De igual

²⁰ GHG Protocol, Disponible en: [Corporate Standard | GHG Protocol](#)

manera, también se excluyeron las pérdidas de transmisión y distribución (emisiones de Alcance 2 provenientes de las actividades de transmisión), ya que la mayor parte de la electricidad que transmite CELEC EP es generada por ellos mismos. Sin embargo, cualquier aumento de eficiencia o reducción en el consumo de electricidad o en las pérdidas de transmisión sigue siendo importante, y por lo tanto fueron consideradas en la ruta de descarbonización, ya que una menor demanda de electricidad reduciría directamente las emisiones de Alcance 1 de CELEC EP al disminuir la cantidad de energía que se necesita generar para satisfacer la demanda.

Los planes de la compañía incluyen un sistema de interconexión de 500 kV entre Ecuador y Perú, diseñado para mejorar el intercambio energético regional. Durante la temporada seca de Ecuador (seis meses al año), cuando la producción hidroeléctrica se reduce, el sistema permitirá la importación de aproximadamente 400 GWh mensuales desde Perú. Por otro lado, en los seis meses restantes, cuando Ecuador experimente un excedente de generación hidroeléctrica, se planean exportar alrededor de 450 GWh mensuales a Perú. La generación de esta exportación neta de 50 GWh de electricidad se asume está cubierta por el aumento de la capacidad de generación de la compañía. Por lo tanto, no se calculó el impacto de la diferencia en los factores de emisión de la energía exportada e importada entre los países debido a la incertidumbre en la matriz de generación futura.

Adicionalmente, los planes actuales de CELEC EP incluyen el reemplazo de dos bloques de equipos térmicos (Reposición Parque Termoeléctrico), programados para 2028 y 2029. Estas actualizaciones no fueron incorporadas al modelo debido a la ausencia de datos técnicos y operativos suficientemente detallados.

2.2 Línea Base 2024

Línea Base de Emisiones de Referencia

La Tabla 2-1 presenta las emisiones directas totales de GEI de CELEC EP para el año calendario y fiscal 2024, que ascienden a 5.05 millones de tCO₂e. Como se ilustra en la Figura 2-1, las emisiones se atribuyen mayoritariamente a las actividades de generación de energía, que representan el 99.9% del total. Las emisiones de las operaciones de vehículos diésel y gasolina son mínimas, con una contribución de tan solo el 0.1%. Por ello, se asume que la intensidad de las emisiones de todas las operaciones de CELEC EP capturadas representa un modelo eficaz para calcular la intensidad de las emisiones de generación de Alcance 1, para su comparación con los parámetros de referencia del TPI.

Más del 95% de las emisiones de CELEC EP provienen de la combustión de diversos combustibles fósiles utilizados en centrales térmicas. Estos incluyen diésel, combustible fósil (fuel oil) no.4, combustible fósil (fuel oil) no.6 y crudo residual, descritos en el Apéndice B, cada uno con propiedades físicas y características de combustión distintas que influyen en su eficiencia operativa e impacto ambiental.

Tabla 2-1 – Emisiones Totales de GEI (tCO₂e), Año 2024

Activo	Fuente de emisión	Emisiones (tCO ₂ e)	% del total
Plantas generadoras	Diesel	1,319,708	26.1%
	Aceite combustible (Fuel oil) No.4	1,809,531	35.8%
	Aceite combustible (Fuel oil) No.6	893,740	17.7%
	Residuo	709,938	14.1%
	Gas natural	311,294	6.2%
Vehículos	Diesel	3,393	0.1%
	Gasolina	1,271	~0.0%
Total de plantas de generación		5,044,212	99.9%
Total de vehículos		4,998	0.1%
Total		5,049,210	100.0%



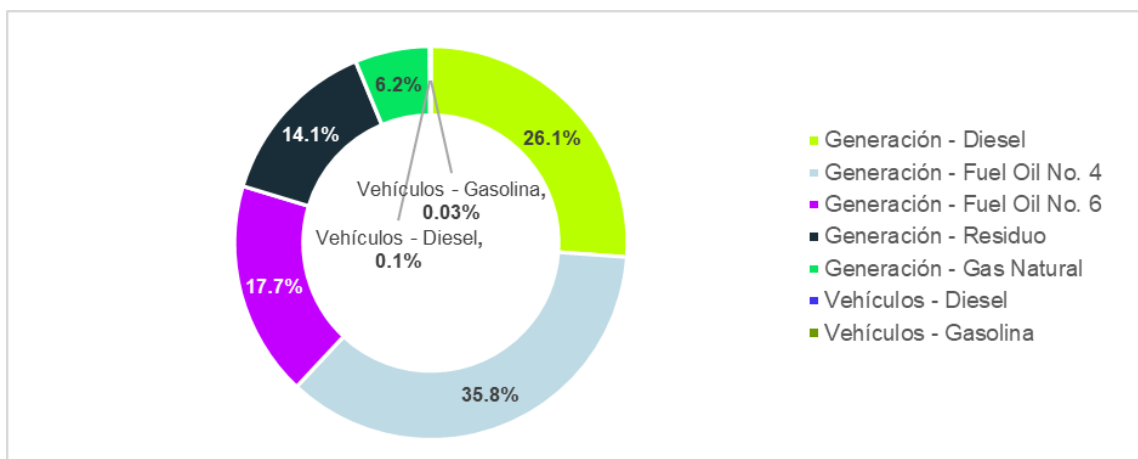


Figura 2-1 – Emisiones Totales en 2024, Desglosadas por Fuente

Además de las emisiones relacionadas con la combustión, las operaciones de CELEC EP implican el uso de hexafluoruro de azufre (SF₆) en disyuntores, un gas con un Potencial de Calentamiento 23,500 veces superior al del CO₂. La empresa opera actualmente 872 disyuntores que contienen SF₆, con un total de 26.9 toneladas de este gas. Actualmente no se cuantifican las fugas de estos sistemas debido a incidentes operativos, mantenimiento, o reposición. Se recomienda que estas emisiones fugitivas de SF₆, así como las de otros GEI como los HFC utilizados en equipos refrigerantes se capturen y reporten en el futuro.

Línea Base de Capacidad de Generación de Referencia

La Tabla 3-2 presenta la generación total por tipo de producción y por unidad de negocio. La generación eléctrica total de CELEC EP en 2024 fue de 25.6 millones de MWh, de los cuales el 25.9% provino de fuentes térmicas, el 73.8% de energía hidroeléctrica y el 0.3% restante de energía eólica. La intensidad media de GEI para la generación térmica fue de 0.761 tCO₂e/MWh, mientras que la intensidad global de la compañía fue de 0.197 tCO₂e/MWh. Las suposiciones utilizadas para definir la línea base se detallan en el Apéndice E.1.

Tabla 2-2 – Generación Total (MWh), Emisiones de GEI (tCO₂e) y Factores de Intensidad de Emisiones (tCO₂e/MWh) por Unidad de Negocio, Año 2024

Tipo de generación	Unidad de Negocio	Energía bruta generada (MWh)	Emisiones de GEI (tCO ₂ e)	Factor de intensidad de emisiones (tCO ₂ e/MWh)	% de la generación bruta total de CELEC EP	% de las emisiones de GEI total de CELEC EP
Termoeléctricas	Electroguayas	2,621,717	2,621,717	0.793	10.2%	41.2%
	Termoesmeraldas	899,632	899,623	0.735	3.5%	13.1%
	Termomanabi	808,367	808,367	0.701	3.2%	11.2%
	Termogas Machala	608,378	608,378	0.732	2.4%	8.8%
	Termopichincha	1,689,412	1,689,412	0.766	6.6%	25.6%
Hidroeléctricas	Celec Sur	7,001,092	-	-	27.3%	0.0%
	Coca Codo Sinclair	7,586,740	-	-	29.6%	0.0%
	Gensur	902,598	-	-	3.5%	0.0%
	Hidroagoyán	2,120,115	-	-	8.3%	0.0%
	Hidroazogues	24,712	-	-	0.1%	0.0%
	Hidronación	1,155,414	-	-	4.5%	0.0%
	Hidrotoapi	181,909	-	-	0.7%	0.0%

Tipo de generación	Unidad de Negocio	Energía bruta generada (MWh)	Emisiones de GEI (tCO ₂ e)	Factor de intensidad de emisiones (tCO ₂ e/MWh)	% de la generación bruta total de CELEC EP	% de las emisiones de GEI total de CELEC EP
Total termoeléctricas		6,627,506	5,044,212	0.761	25.9%	100.0%
Total hidroeléctricas		18,901,606	-	-	73.8%	-
Total eólicas		70,974	-	-	0.3%	-
Total		25,600,086	5,044,212	0.197	100.0%	100.0%

2.3 Escenario Proyección de la Situación Actual (Escenario Business-As-Usual, BAU)

La proyección de la situación actual (escenario BAU) ilustra las emisiones de GEI proyectadas de CELEC EP a partir de la línea base de 2024, suponiendo que no se tomarán medidas adicionales a los compromisos financieros actuales. Con base en esta trayectoria, se espera que las emisiones totales de Alcance 1 y 2 aumenten de 5.05 millones de tCO₂e en 2024 a 6.83 millones de tCO₂e para 2050, lo que representa un aumento del 35.3%, como se ilustra en la Figura 2-2.

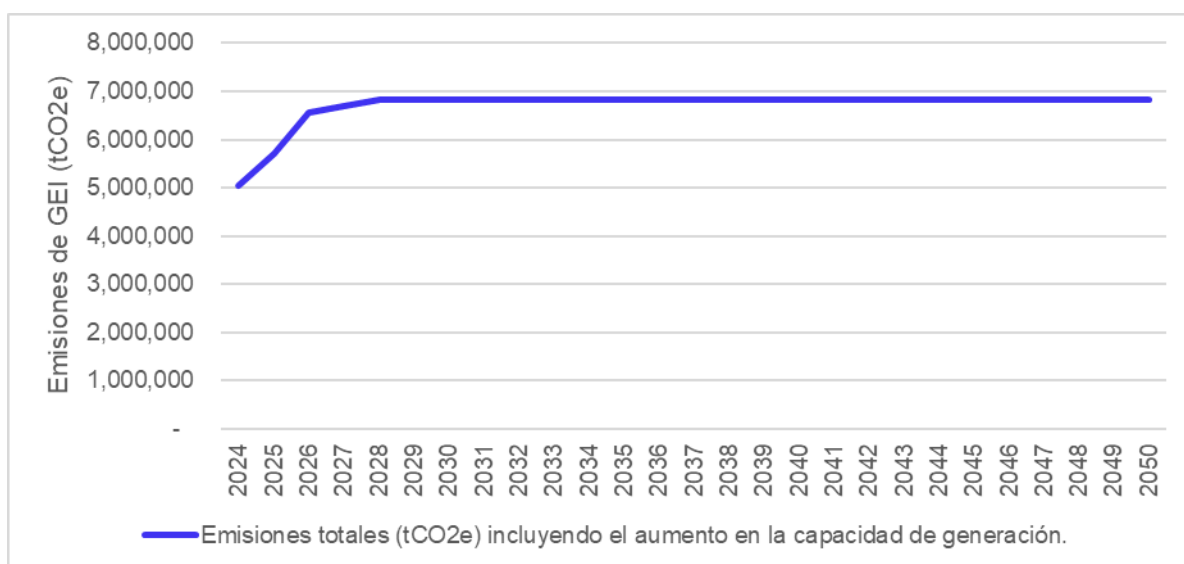


Figura 2-2 – Emisiones de GEI Proyectadas en el Escenario BAU (tCO₂e) para las Operaciones de CELEC EP, Desde el Año Base 2024 Hasta 2050

El escenario BAU incorpora la puesta en marcha de cuatro centrales térmicas, que añadirán 501 MW de capacidad, proyectando un aumento en la generación de CELEC EP de 10%. Estos activos térmicos operarán con aceites combustibles (fuel oil) No.4 y No.6, con las emisiones asociadas incluidas a partir de 2025. Además, está previsto que dos centrales hidroeléctricas adicionales entren en funcionamiento en 2025, añadiendo 205.4 MW de capacidad y contribuyendo un 3.8% de la generación anual.

Como resultado de estos proyectos, se espera que la intensidad de generación de CELEC EP en este escenario aumente de 0.197 tCO₂e/MWh en 2024, alcanzando un máximo de 0.246 tCO₂e/MWh en 2026, antes de estabilizarse en 0.235 tCO₂e/MWh del 2028 en adelante. La trayectoria BAU sirve como punto de referencia para futuras comparaciones de emisiones, reconociendo que las trayectorias reales puedan variar debido a futuras inversiones no consideradas en este escenario, desmantelamiento de activos o cambios de políticas no reflejados en las proyecciones actuales.

Los datos que fueron asumidos para definir el BAU se detallan en el Apéndice E.2.

CELEC EP cuenta con una cartera de proyectos de expansión, sujeta a aprobación financiera y comercial. Estos no se incluyeron en el escenario BAU, ya que este solo incluye proyectos con el compromiso financiero actual de la empresa. Estos proyectos se han incluido en el posterior Escenario de Aumento en Generación y en el Escenario de Descarbonización para reflejar la evolución futura de la generación proyectada, las emisiones, la intensidad de las emisiones y la interacción de las intervenciones propuestas con estas nuevas condiciones.

2.4 Escenario de Aumento en Generación

Los planes de expansión de CELEC EP se capturan en un “Escenario de Aumento en Generación”, de manera similar a los modelos de escenarios de Compromisos Anunciados (Announced Pledges) modelados por la Agencia Internacional de Energía²¹, donde se asume que los compromisos del gobierno y la industria serán cumplidos. Para CELEC EP, este escenario implica la puesta en marcha de 30 plantas de generación adicionales, detalladas en el Apéndice C.

En este escenario se proyecta que la compañía aumente su capacidad de potencia instalada en 10,106 MW, reflejando un aumento en generación de electricidad de 46,852 GWh, un sustancial incremento de 183% alcanzando los 72,452 GWh para 2050. Bajo este escenario, se pronostica que las energías renovables de la compañía en 2050 alcanzarán un total de 60,117 GWh de generación, incluyendo 52,100 GWh de generación hidroeléctrica, 1,891 GWh de eólica, 3,390 GWh de solar y 2,736 GWh de geotérmica, como se ilustra en la Figura 3-1. Para el modelado de este escenario, se consideró que los proyectos de generación definidos por CELEC EP como en fase de prefactibilidad comenzarán a generar electricidad en 2032 al 10% de su capacidad prevista, y aumentando un 10% cada año a partir de entonces, alcanzando su máximo potencial en 2041. Este enfoque de modelado se adoptó debido a la incertidumbre en torno a qué plantas comenzarán a operar primero y si se producirá una puesta en marcha gradual.

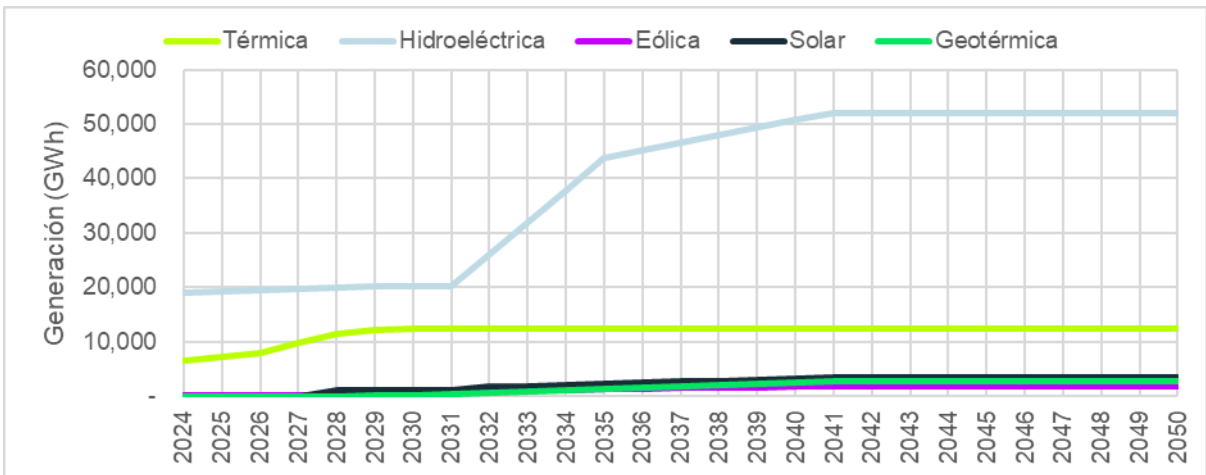


Figura 2-3 – Pronóstico de Generación Anual de Electricidad Futura por Fuente.

En el corto plazo, la capacidad de generación adicional proyectada incluye la puesta en marcha de generación térmica, prevista para 2025, 2026 y 2027, cuando se prevé que aumente un 86%, de 6,628 GWh a 12,335 GWh. Se prevé que el porcentaje de capacidad térmica dentro de la matriz de generación alcance un máximo del 35.7% en 2029, como se ilustra en la Figura 3-2. Para el modelado, se supuso que esta inversión será adicional a la capacidad térmica de referencia; sin embargo, se prevé que las obras también incluyan la modernización de centrales eléctricas más antiguas para mejorar su confiabilidad tras los cortes de energía de 2024.

²¹ International Energy Agency Scenarios. Disponible en: [Understanding Global Energy and Climate Model Scenarios - IEA](#)



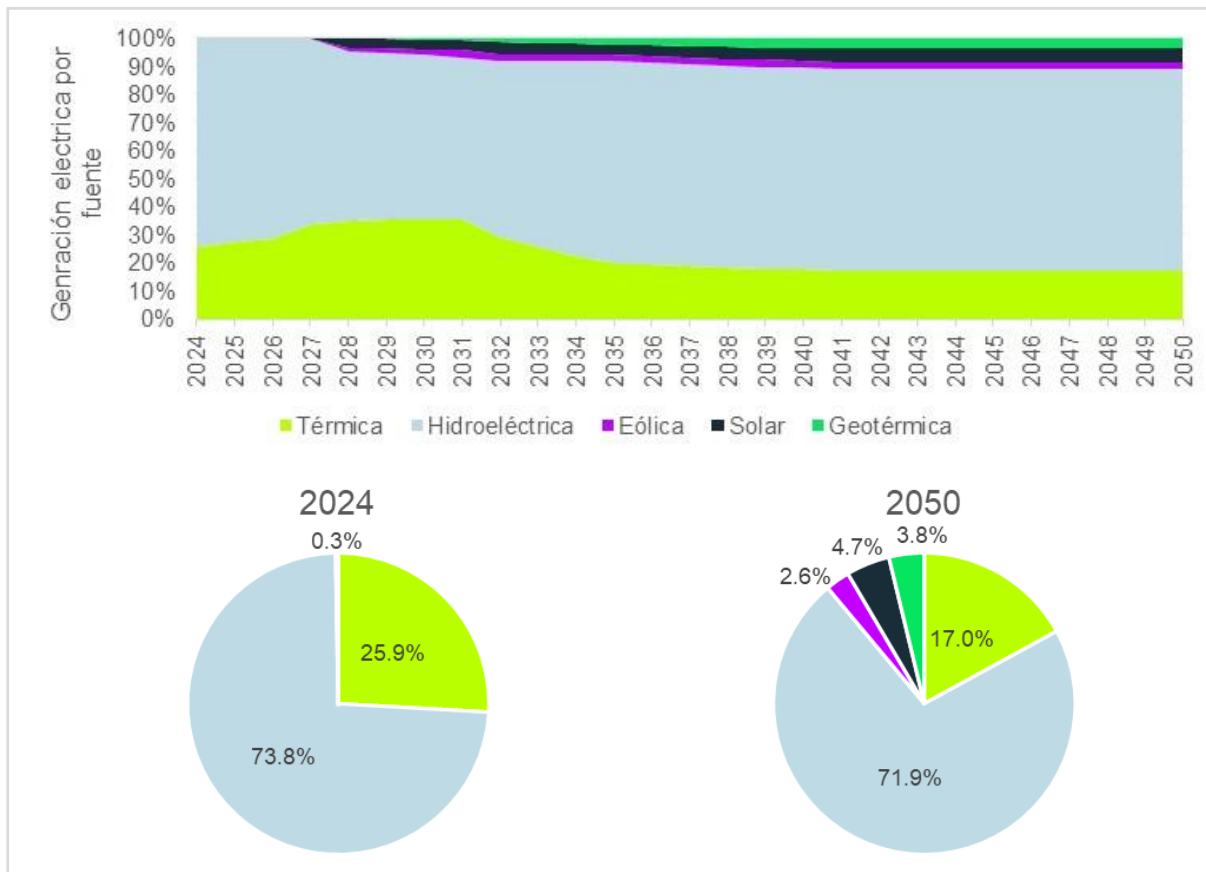


Figura 2-4 – Proporción de la Generación de Electricidad Anual Futura Prevista por Fuente

A pesar del aumento en generación térmica en el corto plazo, se proyecta que la proporción de esta fuente de generación se reduzca del 25.9% de referencia en 2024 al 17.0% en 2050. Este cambio refleja el aumento significativo de la energía hidroeléctrica de la compañía, junto con el desarrollo de fuentes solares, eólicas y geotérmicas, así como el incremento en la demanda. Se proyecta que el factor de intensidad de emisiones de carbono de la empresa aumente de 0.197 tCO₂e/MWh en 2024 a un máximo de 0.257 tCO₂e/MWh entre 2026 y 2029, como se muestra en la Figura 3-3. A partir de 2031, se proyecta que la intensidad de emisiones disminuya gradualmente durante la próxima década, cuando se prevé la entrada en operación de proyectos hidroeléctricos, eólicos, solares y geotérmicos que se encuentran actualmente en fase de prefactibilidad. A partir de 2041, el factor de intensidad de emisiones alcanza 0.122 tCO₂e/MWh, manteniéndose estable hasta 2050, ya que no se prevén inversiones posteriores a esta fecha en este escenario de generación futura.

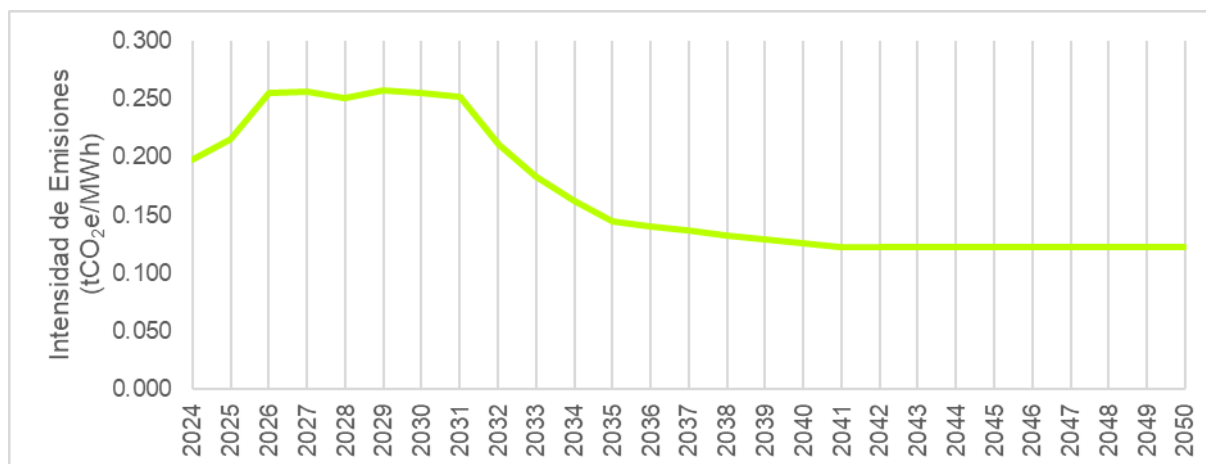


Figura 2-5 – Factor de Intensidad Promedio Anual Previsto para el Escenario de Aumento en Generación

3. Rutas de Descarbonización

3.1 Desarrollo del Escenario de Descarbonización

Para apoyar a CELEC EP en la reducción de sus emisiones, se ha desarrollado un Escenario de Descarbonización que aplica diversas intervenciones de reducción de carbono al escenario de Aumento en Generación. Las intervenciones de descarbonización propuestas en este escenario surgieron de una serie de talleres realizados con CELEC EP, organizados por AtkinsRéalis, donde se revisó y refinó una lista inicial de intervenciones para definir un listado de intervenciones específicas, que posteriormente se modelaron dentro del Escenario de descarbonización. Los asistentes al taller fueron representantes de equipos de operaciones, expertos técnicos y el equipo directivo de CELEC EP, que estuvieron cuidadosamente seleccionados para garantizar que contaran con la perspectiva técnica necesaria, así como la aceptación de la alta dirección.

Las intervenciones dentro de este estudio fueron modeladas para alcanzar su potencial total de reducción de carbono antes del 2050, alineándose con el horizonte de largo plazo delineado en el marco PATH y reflejando una amplia alineación con los cronogramas asociados con el Acuerdo de París.

3.1.1 Intervenciones de Descarbonización

Las intervenciones de descarbonización definidas e incluidas en el modelo se implementaron en diferentes escalas temporales, que abarcan desde el corto hasta el mediano y largo plazo, desde ahora (2025) hasta 2050. Las intervenciones a corto plazo se modelan hasta 2027, las intervenciones a mediano plazo se extienden hasta 2035 y las intervenciones a largo plazo se planifican a partir de 2035. La Tabla 3-1 presenta una lista completa de intervenciones, junto con sus contribuciones relativas a la reducción acumulada de emisiones de GEI.

Se proporcionan más detalles sobre las intervenciones de descarbonización en el Apéndice D, y los datos que fueron supuestos para el modelado de descarbonización se detallan en el Apéndice E. Las tres primeras intervenciones forman parte del escenario de Aumento en Generación.

Tabla 3-1 – Intervenciones para Descarbonizar las Operaciones de CELEC EP

Int No.	Intervención	Cambio en t CO ₂ e
1	Expansión de la producción térmica de CELEC EP, aumentando la capacidad a través de las centrales Esmeraldas IV, Durán, Santa Elena IV y La Concordia.	34,624,188
2	Expansión de la producción con energías renovables y generación térmica incluyendo el Plan Maestro del Electricidad 2023-2032.	15,355,262
3	Expansión de la producción con energías renovables incluyendo los planes de expansión después del 2032, incluyendo proyecto en fase de prefactibilidad.	Aumento de la capacidad de generación mediante fuentes renovables.
4	Adquirir más energía del Perú, que cuenta con una red eléctrica más limpia (alimentada con gas natural).	Esta intervención no fue considerada en el modelo.
5	Transición de la flota de vehículos a eléctricos, incluyendo vehículos híbridos donde la conversión eléctrica total no sea factible.	- 75,406
6	Conversión de plantas de turbinas de gas de ciclo abierto (OCGT) a turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT), aprovechando el calor residual de la turbina de gas para generar electricidad adicional mediante una turbina de vapor. Este proceso de conversión de energía de dos etapas aprovecha mejor el contenido energético del combustible y, por lo tanto, reduce el consumo de combustible por unidad de electricidad producida.	- 9,331,818
7	Eficientizar la mezcla de combustible HFO6 y diésel para mejorar la calidad del combustible, mejorar la eficiencia de los amplificadores de preinyección de combustible y disminuir interrupciones por mantenimiento no programado de MCI.	Impacto variable dependiendo del grado de intervención.



Int No.	Intervención	Cambio en t CO ₂ e
8	Mejora en la eficiencia de combustión precalentando el combustible antes de la combustión, esto garantiza que los combustibles se quemen más completamente, lo que genera una mejor eficiencia térmica y potencia de salida.	Impacto variable dependiendo del grado de intervención.
9	Mejora en la monitorización de los procesos del sistema mediante mediciones y auditorías energéticas. Considerar la armonización de los procesos con la norma ISO 50001 (Gestión de la Energía). Esta norma proporciona un marco para evaluar la gestión energética y aumentar la eficiencia operativa. Una etapa posterior podría ser la certificación según la norma, lo que podría demostrar el compromiso de la empresa con la gestión energética. Crear un gemelo digital de los sistemas de la planta para optimizar el rendimiento de todos los sistemas y procesos. Esto permitiría a los operadores realizar simulaciones y predecir posibles fallos antes de que ocurran. Al analizar los datos de los sensores y equipos, el gemelo digital puede ayudar a tomar decisiones informadas y optimizar los procesos para un mejor uso de la energía.	- 8,619,054
10	Evaluar la eficiencia operativa y de diseño de la infraestructura de transmisión. Considerar la eficiencia de diseño acortando las distancias de transmisión, construyendo la interconectividad de la red y dimensionando adecuadamente la infraestructura.	Acción habilitadora.
11	Actualmente CENACE despacha en función de costos, CELEC EP trabajará con CENACE para buscar incorporar información referente a cuáles plantas son intensivas en carbono (menos eficientes) en la toma de decisiones, y optar por reducir el uso de plantas térmicas cuando hay suficiente disponibilidad de energía hidroeléctrica.	Acción habilitadora.
12	Implementar una jerarquía de combustibles que incluya compromisos y objetivos para reducir el uso de combustibles con alto contenido de carbono. Por ejemplo, reducir la cantidad de crudo residual utilizado para la combustión, y cambiar las operaciones a aceite combustible No.6 y, eventualmente, a aceite combustible No. 4. En las plantas compatibles, convertir los motores para que utilicen gas natural (por ejemplo, la planta de Miraflores). Sujeto a disponibilidad en plantas.	- 2,587,699
13	Instalar sistemas de recuperación de calor residual para maximizar la conversión de energía en los procesos de generación de vapor (por ejemplo, circuitos de refrigerante). Estos sistemas capturan y reutilizan el calor que, de otro modo, se perdería durante el proceso de conversión de energía. El calor recuperado puede utilizarse para producir electricidad adicional o para alimentar otros procesos dentro de la planta, lo que reduce la necesidad de usar combustible adicional y el consumo energético total.	- 309,280
14	Uso de gases de combustión enriquecidos con oxígeno en la cámara de combustión. Al aumentar la concentración de oxígeno en el aire de combustión, los combustibles se queman de forma más completa, mejorando la eficiencia térmica.	- 3,081,764
15	Cuando no sea posible enriquecer con oxígeno la cámara de combustión, instalar turbocompresores para aumentar la cantidad de flujo de aire a la cámara de combustión, lo que mejora la combustión del combustible.	Esta intervención ya está presente dentro de las Unidades de Negocio relevantes para CELEC EP.
16	Instalar depuradores de carbono en las chimeneas de escape, especialmente en las plantas más grandes y menos eficientes. Estos capturan el carbono y reducen las emisiones generadas por la combustión.	- 3,223,957
17	Oportunidades para instalar proyectos piloto, por ejemplo, paneles solares flotantes que puedan utilizarse para aumentar la proporción de energía generada por fuentes renovables. Aumentar la capacidad de las fuentes renovables podría permitir el cierre o la reducción de las operaciones de las centrales térmicas más antiguas y menos eficientes.	Proyectos bajo consideración. Es protestad del Ministerio delegar o no su implementación.
18	Reemplazar los equipos antiguos e ineficientes por hornos nuevos de alta eficiencia para maximizar la vida útil de la planta, reducir las pérdidas de energía y mejorar el rendimiento de la combustión. Los equipos antiguos suelen sufrir desgaste, corrosión y diseños obsoletos que limitan la transferencia de calor y	Impacto variable dependiendo del grado de intervención.

Int No.	Intervención	Cambio en t CO ₂ e
	aumentan el requerimiento de combustible. Las tecnologías modernas ofrecen mejor aislamiento, quemadores avanzados y sistemas de control mejorados que garantizan una combustión más completa y una distribución óptima del calor.	
19	Actualizar los transformadores de la red. Los transformadores modernos están diseñados con materiales avanzados y núcleos mejorados que minimizan las pérdidas resistivas y magnéticas. Estas actualizaciones pueden resultar en una regulación de voltaje más eficiente, menor generación de calor y una mejor capacidad de manejo de carga.	Esta intervención ya está presente en sitios/instalaciones relevantes como parte del régimen de mantenimiento y la cartera de proyectos de CELEC EP.
20	Oportunidad de instalar turbinas en canales de aliviadero para presas que necesitan mantener el caudal ecológico.	El aumento de la capacidad de generación mediante fuentes renovables incrementó la generación, pero no afectó las emisiones generales.
21	Implementar una estrategia de monitoreo de pérdidas en la red de transmisión. Mediante el seguimiento continuo de las pérdidas, CELEC EP podría identificar ineficiencias como líneas sobrecargadas, equipos obsoletos o factores de potencia bajos. Este enfoque basado en datos podría permitir mejoras específicas.	- 10,238,960
22	Intervención adicional propuesta sujeta a disponibilidad presupuestaria: dismantelar/modernizar plantas más contaminantes (i): Reemplazar las plantas térmicas con un factor de intensidad de emisiones de >0.75 tCO ₂ e/MWh por generación con fuentes renovables.	- 7,058,232
23	Intervención adicional propuesta sujeta a disponibilidad presupuestaria: dismantelar/modernizar plantas más contaminantes (ii): Reemplazar las plantas térmicas con un factor de intensidad de emisiones de >0.70 tCO ₂ e/MWh por generación con fuentes renovables.	- 6,403,358

La Figura 3-4 muestra el ahorro acumulado de emisiones desde el inicio de la implementación hasta 2050, para cada una de las intervenciones modeladas (como se presenta en la Tabla 3-1 anterior), en relación con la línea base acumulada de emisiones BAU de 2024. Tras la implementación de las intervenciones acordadas, debido al aumento de la generación térmica de CELEC EP, se proyecta que el ahorro acumulado de emisiones de 2025 a 2050 alcance un total de 3,809,580 tCO₂e, solo una reducción del 2.1% de las emisiones acumuladas de la línea base. Si las intervenciones de descarbonización se compararan con una línea base revisada en 2027, tras el aumento de la capacidad de la central térmica, el impacto total de las intervenciones representaría una reducción del 24% de la línea base acumulada. Las intervenciones que generan los ahorros más significativos son:

- Conversión de plantas de turbinas de gas de ciclo abierto (OCGT) a turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT), aprovechando el calor residual de la turbina de gas para generar electricidad adicional mediante una turbina de vapor. Este proceso de conversión de energía de dos etapas aprovecha mejor el contenido energético del combustible y, por lo tanto, reduce el consumo de combustible por unidad de electricidad producida.
- Implementar una estrategia de monitoreo de pérdidas en la red de transmisión. Mediante el seguimiento continuo de las pérdidas, CELEC EP podría identificar ineficiencias como líneas sobrecargadas, equipos obsoletos o factores de potencia bajos. Este enfoque basado en datos podría permitir mejoras específicas.
- Sustitución a largo plazo de centrales térmicas con altos factores de intensidad de emisiones por generación renovable. Además de reducir las emisiones de CELEC EP, esto podría reducir los costos de combustible y operación, la exposición a la tarificación del carbono y fomentar la innovación y la flexibilidad de la red, alineándose con los objetivos nacionales de descarbonización.

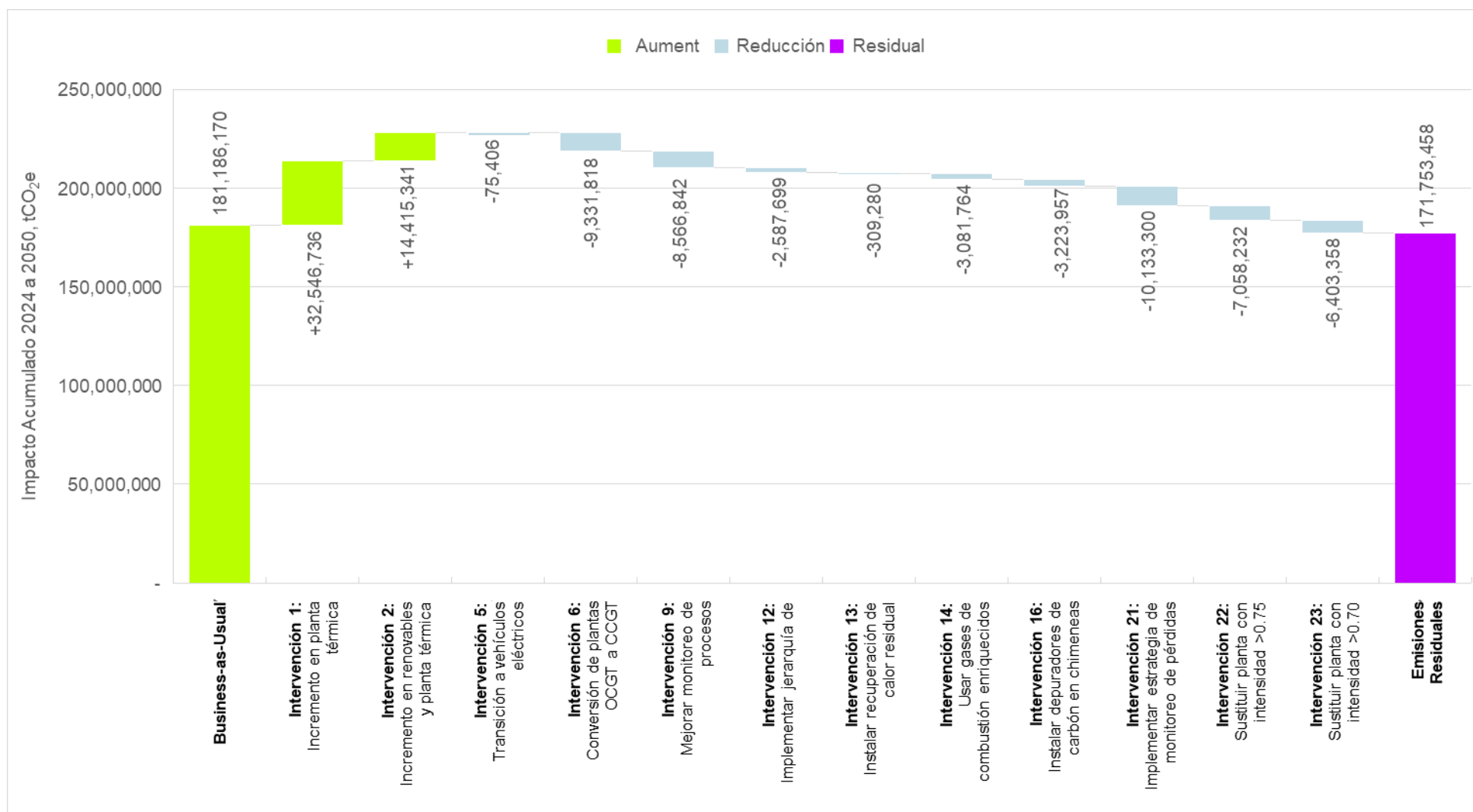


Figura 3-1 – Ahorro Acumulado de Emisiones por Intervención (2024 a 2050)



3.1.2 Resultados del Escenario de Descarbonización

Ruta de Descarbonización de la Intensidad de Emisiones

La Figura 3-5 muestra el progreso de descarbonización de la intensidad de emisiones de CELEC EP hasta 2050 bajo los diferentes escenarios modelados. La línea morada ilustra el Escenario de Descarbonización, derivado del Escenario BAU (línea azul oscuro), el Escenario de Aumento en Generación (línea azul claro) y la aplicación de intervenciones adicionales de descarbonización, como se describe en la Sección 3.1.1.

Escenario de Descarbonización (línea morada)

En el Escenario de Descarbonización modelado, de 2024 a 2050, se proyecta que la intensidad de emisiones de CELEC EP se reduzca de las actuales 0.197 tCO₂e/MWh a 0.077 tCO₂e/MWh, una vez implementadas las intervenciones de descarbonización descritas en este Plan de Descarbonización. Esto representa una reducción del 61% en la intensidad de emisiones durante el período de 26 años.

Dentro de este Escenario de Descarbonización, se proyecta que la intensidad de las emisiones alcance un máximo de 0.247 tCO₂e/MWh en 2026. Este máximo corresponde a la proyección de las nuevas centrales térmicas necesarias a corto plazo para aumentar la fiabilidad de la red, tras lo cual se prevé obtener la capacidad adicional mediante fuentes de generación renovables. El Escenario de Descarbonización muestra una reducción significativa de la intensidad de las emisiones de las operaciones de CELEC EP a principios de la década de 2030, alcanzando una intensidad de 0.117 tCO₂e/MWh en 2035, con un ritmo de reducción menor a partir de este punto, lo que corresponde al cronograma para la estabilización de la capacidad de generación.

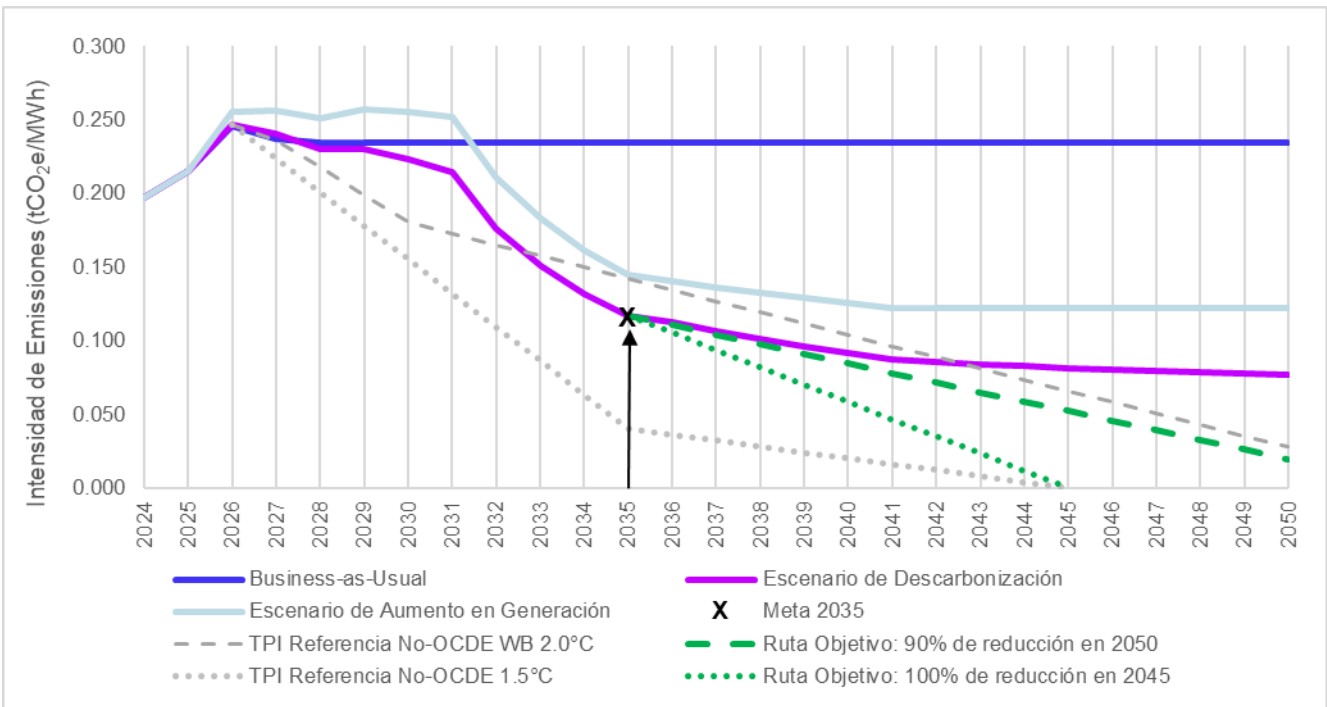


Figura 3-2 – Ruta de Descarbonización de la Intensidad de Emisiones de CELEC EP hasta el 2050

Referencia de la Transition Pathway Initiative (TPI) y alineamiento al Acuerdo de París (líneas grises)

Las líneas grises del gráfico muestran la reducción necesaria de las emisiones de electricidad para cumplir los objetivos del Acuerdo de París. Estas líneas representan dos escenarios climáticos, según el TPI: mantener el calentamiento global muy por debajo de los 2.0°C y aspirar a un aumento de 1.5°C. Los valores de referencia se basan en datos de emisiones de países no pertenecientes a la OCDE, pero fueron ajustaron (prorrrateados)

para que coincidieran con la intensidad de emisiones de referencia de la CELEC EP, de modo que muestren el mismo porcentaje de reducción en la intensidad de las emisiones.

Cabe señalar que el Escenario de Descarbonización se ajusta estrechamente al punto de referencia de la TPI de “muy por debajo de 2.0°C” a mediados de la década de 2030. Sin embargo, las reducciones en la intensidad de las emisiones a partir de esta fecha no son suficientes para mantener esta alineación hacia 2050.

Rutas Objetivo para Cerrar la Brecha con la Alineación al Acuerdo de París (líneas verdes)

Para identificar las reducciones de carbono adicionales que serían necesarias para cerrar la brecha entre el actual Escenario de Descarbonización y las rutas alineadas con el Acuerdo de París, se modelaron dos rutas objetivo:

1. Reducción del 90% en la intensidad de emisiones para el 2050. Este modelo comienza en 2035 con una reducción del 90% en 2050 con respecto a la línea base de 2024. Esta trayectoria objetivo es el mínimo necesario para mantenerse muy por debajo del límite de referencia de 2.0°C. Esta trayectoria objetivo alcanza una intensidad de emisiones de 0.020 tCO₂e/MWh.
2. Reducción del 100% en la intensidad de las emisiones para el 2045. Esto también se modela a partir de 2035 y requeriría que el ritmo de reducción de emisiones de 2030 a 2035 se mantenga durante la década siguiente.

Para que la CELEC EP se alinee con las rutas objetivo, se requerirían medidas adicionales de descarbonización. Si las medidas consistieran únicamente en una mayor sustitución de la generación térmica de combustibles fósiles por fuentes renovables, para la ruta de reducción del 90% para 2050 en línea con la referencia de muy por debajo del límite de 2.0°C, se requeriría una tasa media de sustitución de alrededor de 690 GWh de capacidad térmica al año entre 2035 y 2050.

Para alcanzar el objetivo TPI de 1.5°C, se requeriría la sustitución total de la capacidad térmica de combustibles fósiles de aproximadamente 12,000 GWh para el 2045. El ritmo de sustitución entre 2035 y 2045 equivale a un promedio de 1,120 GWh anuales.

Estas vías objetivo se utilizan para considerar objetivos apropiados a mediano y largo plazo para CELEC EP, como se describe en la Sección 4.3.

Ruta de Descarbonización de las Emisiones Absolutas

Como se detalla en la Sección 2.4, CELEC EP planea aumentar su generación de 2024 en un 183.5% para 2050, incluyendo la instalación de nuevas centrales térmicas, hidráulicas, eólicas, solares y geotérmicas. A pesar de la implementación de las intervenciones de descarbonización, esta capacidad adicional de las centrales térmicas resulta en un aumento de las emisiones totales anuales absolutas del 10.5% para 2050. Las emisiones absolutas proyectan aumentar de 5.05 millones de tCO₂e en 2024 a 5.58 millones de tCO₂e en 2050, tras alcanzar un máximo de 7.87 millones de tCO₂e en 2029, como se muestra en la Figura 3-6.

Cabe señalar que este modelo de emisiones asume que, al añadir generación renovable, esta se suma a la capacidad existente (a menos que se especifique lo contrario en la lista de intervenciones), y no reemplaza la generación térmica existente. Si se modifica este supuesto, las emisiones absolutas podrían reducirse.

Las rutas objetivo (en verde, correspondientes a las desarrolladas para la trayectoria de intensidad de emisiones) muestran la brecha entre el logro de la alineación con el Acuerdo de París (en términos de intensidad) y la ruta de descarbonización de emisiones absolutas. Cabe señalar que la ruta objetivo de reducción del 90% en la intensidad de emisiones en 2050, no equivale a una reducción del 90% en las emisiones absolutas para esta fecha.



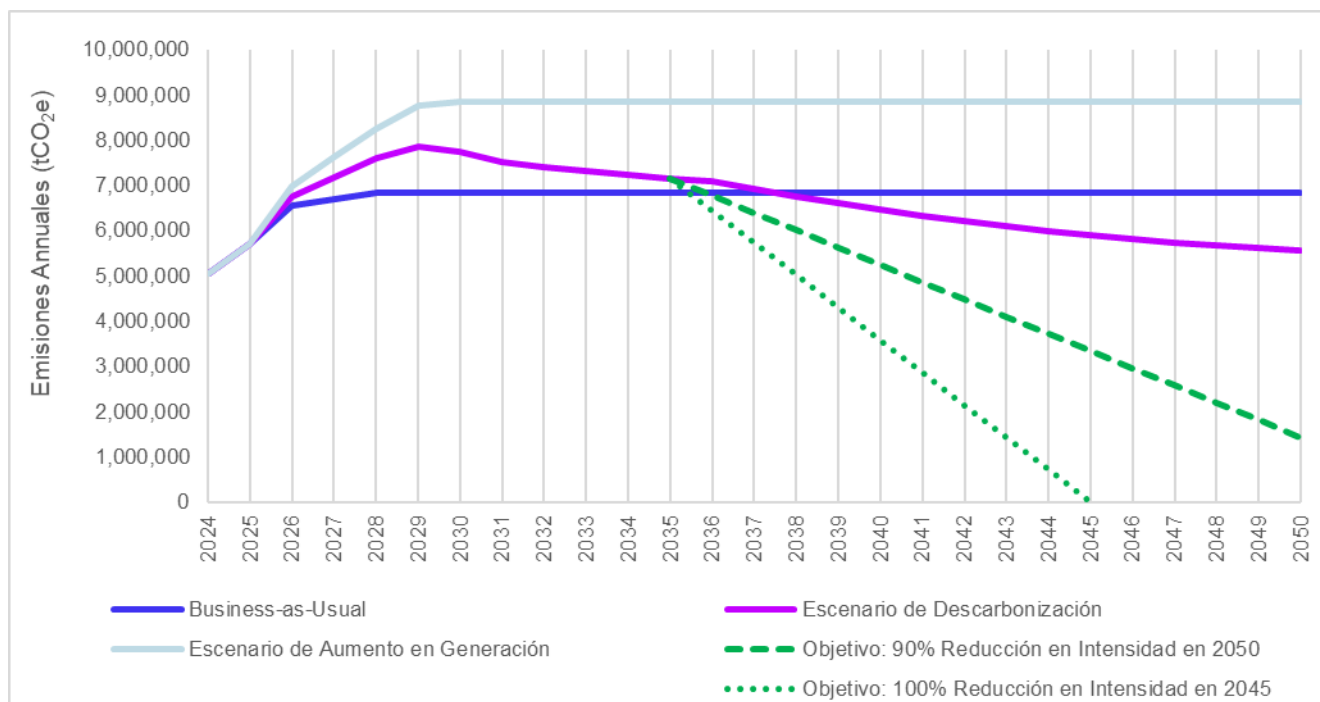


Figura 3-3 – Rutas Modeladas para la Descarbonización de las Emisiones Absolutas de CELEC EP en 2050

4. Alineamiento al Marco PATH

4.1 Acuerdo de París

Como se describe en la Sección 1.3, el Acuerdo de París exige la reducción de las emisiones de GEI para limitar el calentamiento global muy por debajo de los 2.0°C y proseguir los esfuerzos para alcanzar un aumento máximo de la temperatura media global de 1.5°C. Tras un período inicial de expansión de la red, el Escenario de Descarbonización modelado se sitúa dentro del parámetro de referencia del TPI para las compañías eléctricas, que prevé un calentamiento muy por debajo de los 2.0°C desde principios de la década de 2030 hasta principios de la de 2040. Sin embargo, se requiere mayor trabajo a largo plazo para impulsar las emisiones en consonancia con el Acuerdo de París, siendo fundamental la eliminación gradual de las centrales térmicas para lograrlo.

Sin embargo, el marco PATH del BEI establece que los objetivos establecidos deben estar motivados en el contexto específico de la empresa y la geografía en la que opera. Considerando el contexto ecuatoriano en general, donde se prevé que la electricidad sustituya a los combustibles fósiles con mayor contenido de carbono como parte de los planes nacionales de descarbonización, si CELEC EP siguiera el Escenario de Descarbonización identificado, esto generaría mayores reducciones de carbono en otros sectores de la economía, ya que Ecuador busca reducir la dependencia del petróleo como fuente de energía en todo el país.

Además, la confiabilidad de la red eléctrica en Ecuador se ha visto afectada recientemente por el cambio climático, con apagones significativos en 2024. Por lo tanto, el objetivo de la inversión es aumentar rápidamente tanto la capacidad como la confiabilidad de la red, haciendo que las decisiones de implementar tecnologías más nuevas y bajas en carbono sean menos probables en el corto plazo. La necesidad de incrementar la confiabilidad se ve agravada por la necesidad de que la generación de energía funcione de forma fiable, a menudo en zonas remotas de Ecuador, como los Andes, el Amazonas y las islas del Pacífico, que no son aptas para probar nuevas tecnologías o dependen de la disponibilidad de cadenas de suministro más amplias.

El BEI define las operaciones de CELEC EP como de "altas emisiones", y el banco ya no apoya proyectos energéticos que dependan de combustibles fósiles, incluida la generación de energía con una intensidad superior a 0.250 kgCO₂e/MWh. En 2024, la generación de energía térmica de CELEC EP tuvo una intensidad de 0.761 kgCO₂e/MWh, mientras que, al incluir las energías renovables, la intensidad general de la empresa fue de 0.197 kgCO₂e/MWh. Si bien se prevé que la intensidad de las emisiones generadas por CELEC EP en el escenario de Aumento en Generación aumenten a 0.247 kgCO₂/MWh en 2026, pronto se reducen significativamente dentro del límite de inversión del BEI.

4.2 Participación de las Partes Interesadas

Para cumplir con sus funciones y responsabilidades, CELEC EP mantiene relaciones con diversos grupos de interés, tanto internos como externos, con quienes interactúa constantemente a través del suministro y recepción de información, servicios, bienes y productos. Estas partes interesadas incluyen ONGs, organismos internacionales, academia, bancos, inversionistas, proveedores, aliados, consumidores, colaboradores, clientes, organismos de gobierno, y medios de comunicación, entre otros.

CELEC EP reconoce la importancia de mantener un diálogo abierto y continuo con todos los grupos de interés en su Memoria de Sostenibilidad 2021²², y estableció que la Corporación realiza, periódicamente, una revisión, identificación y catalogación de las principales responsabilidades y expectativas de sus grupos de interés. Esto con la intención de garantizar que todas ellas estén siendo consideradas para guiar las decisiones estratégicas,

²² CELEC EP, 2021, Memoria de Sostenibilidad. Disponible en: <https://celecloud.celec.gob.ec/s/yC9ebz8gHpT5JXd>

fomentar la confianza y lograr la adhesión a compromisos como el plan de alineación PATH para facilitar una transición justa hacia un futuro con bajas emisiones de carbono.

Todas las intervenciones propuestas en el Plan de Descarbonización están sujetas a aprobación regulatoria. El proceso de aprobación de CELEC EP integra la participación de las partes interesadas y la gestión socioambiental en su proceso de toma de decisiones. Este proceso se enmarca en el cumplimiento de las obligaciones legales de la empresa, el respeto y la protección de los ecosistemas, la prevención de la contaminación y la integración armoniosa con el territorio donde construye y opera sus proyectos, contribuyendo así al desarrollo sostenible del medio ambiente y a la sostenibilidad a largo plazo de la empresa.

4.3 Medidas Adicionales de Descarbonización

Para cumplir con los objetivos de emisiones alineados con el Acuerdo de París, como se mencionó anteriormente, CELEC EP deberá ir más allá del nivel de intervenciones modeladas en el Escenario de Descarbonización. Esta ruta, basada en las intervenciones acordadas, representa una trayectoria de descarbonización pragmática, basada en una amplia aplicabilidad en las operaciones y en la dependencia de tecnologías maduras y comercialmente disponibles.

Debido al aumento previsto de la demanda en Ecuador, el aumento de la generación renovable en el modelo se consideró como un complemento a la generación térmica de la empresa, en lugar de un reemplazo de las antiguas centrales térmicas con altos índices de generación de carbono. Si la demanda eléctrica de Ecuador se satisficiera antes, mediante otros planes de expansión nacional, existiría una mayor oportunidad de reducir las emisiones desactivando centrales con alto índice de generación de carbono y acercándose a la tasa de descarbonización deseada para 2050. Otras oportunidades para acelerar e incrementar la reducción de emisiones de la empresa, más allá del Escenario de Descarbonización modelado, se identifican a continuación:

- Garantizar la aprobación por parte de la alta dirección de este Plan de Descarbonización y sus objetivos asociados para respaldar la toma de decisiones futuras y evitar el compromiso de invertir en el largo plazo en nuevas centrales térmicas basadas en combustibles fósiles. Estas instalaciones incrementarán las emisiones de carbono de la empresa, lo que representará nuevos retos para el cumplimiento de los objetivos climáticos.
- Evaluar la posibilidad de adelantar la puesta en marcha de plantas de generación de energías renovables ya consideradas, ya que esto permite adelantar el reemplazo de la generación de electricidad basada en combustibles fósiles, reduciendo así las emisiones de carbono acumuladas a lo largo del tiempo. Esto puede incluir proyectos de energías renovables con plazos de entrega más cortos, para impulsar de inmediato el suministro de energías renovables.
- Aumentar la cantidad y/o el tamaño de los futuros sitios de generación de energía renovable para reemplazar la generación de energía térmica existente más allá del horizonte actual, para garantizar una transición continua y a largo plazo hacia un sistema de energía resiliente y con bajas emisiones de carbono.
- Identificar y priorizar el desmantelamiento de plantas que utilizan combustibles de alta emisión o con mayor intensidad de emisiones, ya que estas instalaciones contribuyen desproporcionadamente a las emisiones de carbono de la empresa. Priorizar su cierre o sustitución por energías renovables podría generar reducciones de emisiones inmediatas y sustanciales.
- Colaborar con el Operador Nacional de Electricidad de Ecuador, CENACE, para establecer una jerarquía de combustibles que considere las emisiones de carbono en su toma de decisiones. Considerar las emisiones de carbono de los combustibles al decidir qué plantas iniciar o detener la producción de



electricidad podría tener un impacto considerable en las emisiones de la empresa, al favorecer el uso de fuentes con menor intensidad de carbono.

- Involucrar a expertos técnicos y comerciales para investigar la posible integración de fuentes de energía alternativas como el hidrógeno, la biomasa, el aumento de la energía geotérmica, la energía fotovoltaica con sistemas de almacenamiento de energía en baterías y la energía nuclear, como los reactores modulares pequeños, en la combinación energética del país, considerando la reducción de emisiones, el aumento de la resiliencia a los impactos climáticos y el equilibrio de la red para optimizar los ciclos de oferta y demanda.

4.4 Objetivos de Reducción de Carbono

El marco PATH exige que el Plan de Descarbonización incorpore un objetivo a medio plazo y la identificación de acciones a largo plazo para avanzar hacia el cero neto. Estos objetivos deben ser realistas y relevantes, alineados con la estrategia empresarial y los objetivos climáticos de CELEC EP.

La ruta de descarbonización identificada, que captura tanto los aumentos de generación planificados como las acciones acordadas a corto y mediano plazo para descarbonizar las operaciones existentes, se encuentra dentro del punto de referencia del TPI muy por debajo de los 2.0°C desde aproximadamente 2032 y continúa un descenso significativo hasta 2035. Por lo tanto, este punto se considera un objetivo razonable a mediano plazo.

Para ello, se propone que el objetivo a medio plazo sea el siguiente:

- **Reducción del 40% en la intensidad de emisiones de 2024 para 2035**, alcanzando una intensidad de emisiones de generación de 0.117 tCO₂e/MWh. Este objetivo se ilustra en la Figura 4-1.

Una mayor aceleración de las acciones identificadas en este Plan de Descarbonización, incluyendo la implementación de energías renovables y el desmantelamiento de centrales eléctricas de combustibles fósiles, permitirá a CELEC EP superar este objetivo, lo que refleja un esfuerzo por avanzar hacia una trayectoria de 1.5°C. Este objetivo debe actualizarse al menos cada 5 años para garantizar su continua relevancia en función de cambios como la transformación de las operaciones comerciales, la actualización de políticas o la mejora de los datos mediante la implementación de intervenciones. Esta actualización continua del objetivo a medio plazo es un requisito del marco PATH.

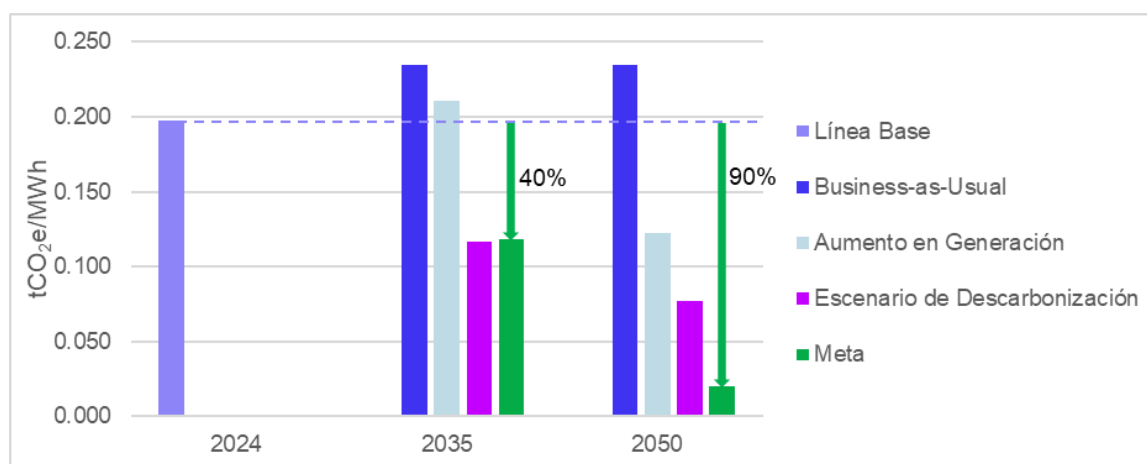


Figura 4-1 – Metas de Reducción de la Intensidad de las Emisiones Alineados con el PATH

A largo plazo, se propone una **trayectoria objetivo mínima de reducción del 90% en la intensidad de las emisiones para 2050**, alineándose aún más con el índice de referencia del TPI, muy por debajo de los 2.0°C. Esta trayectoria objetivo se corresponde con la ilustrada por la línea verde discontinua más larga en las Figura 3-5 y Figura 3-6.

Esta trayectoria de objetivos a largo plazo permitiría una mayor alineación con el concepto de reducción de emisiones a un residuo máximo del 10%, con la opción de implementar remociones de carbono para alcanzar la neutralidad de carbono efectiva (emisiones de Alcance 1 y 2) para mediados de siglo. Por lo tanto, esta ambición a largo plazo se alinea con el marco PATH y respalda las ambiciones climáticas más amplias de CELEC EP y Ecuador. El objetivo de intensidad de emisiones a largo plazo es de 0.020 tCO₂e/MWh.

Las emisiones residuales resultantes de los objetivos a medio y largo plazo son:

- En 2035: 7,164,703 tCO₂e – lo que representa un aumento de las emisiones absolutas de referencia, pero una reducción del 9% respecto a las emisiones máximas en 2029.
- En 2050: 1,431,696 tCO₂e – lo que representa una reducción de las emisiones de referencia absolutas del 90%.

Para contextualizar aún más este Plan de Descarbonización, se recomienda que estas emisiones totales se consideren dentro de la descarbonización del mercado energético en su conjunto, de modo que las reducciones absolutas de emisiones resultantes de la electrificación de los sistemas energéticos tradicionalmente basados en combustibles fósiles estén completamente representadas.

Se deben desarrollar planes adicionales para reducir o compensar las emisiones residuales a fin de que el objetivo a largo plazo de una reducción del 90% para 2050 avance hacia la neutralidad de carbono. Se recomienda que, en lugar de compensar, esta reducción se logre mediante el aumento del suministro de energías renovables hasta la década de 2040 y el compromiso de eliminar gradualmente los combustibles fósiles de la matriz energética de CELEC EP. Sin embargo, cabe destacar que es improbable que se tome una decisión de eliminar gradualmente los combustibles fósiles a corto plazo, en particular dados los recientes apagones en la red eléctrica de Ecuador (2024) y la disponibilidad actual de fuentes de energía alternativas. Por lo tanto, se propone que la próxima actualización quinquenal del objetivo, según lo exige el marco PATH, sea un cronograma útil para revisar el objetivo a largo plazo y la preparación para identificar nuevas oportunidades que impulsen la neutralidad de carbono para 2050.



5. Conclusiones

CELEC EP opera hasta el 90% de la generación eléctrica de Ecuador, además de proporcionar transmisión y distribución de electricidad a una amplia gama de consumidores finales. La necesidad de garantizar un suministro eléctrico bajo en carbono para apoyar los objetivos climáticos nacionales e internacionales se aúna con el aumento de la electrificación necesaria para impulsar la transición de la economía ecuatoriana hacia una economía que deje de depender de los combustibles fósiles para satisfacer sus necesidades energéticas. Además, los impactos del cambio climático han generado desafíos recientes en la operación de la red eléctrica debido al alto porcentaje de energía hidroeléctrica (74%) y a los altos niveles de sequía, especialmente en 2024.

El Plan de Descarbonización de CELEC EP describe un enfoque gradual y pragmático para reducir las emisiones de GEI en todas sus operaciones desde ahora (2025) hasta 2050, en el contexto de un aumento significativo de la capacidad de generación de CELEC EP del 183%. Mediante un conjunto de medidas acordadas de reducción de carbono, que se implementarán a corto, mediano y largo plazo, se prevé que la intensidad de carbono de la electricidad generada disminuya de 0.197 tCO₂e/MWh en 2024 a 0.077 tCO₂e/MWh para 2050. Los ahorros de emisiones más sustanciales se obtuvieron mediante: la conversión de plantas de turbinas de gas de ciclo abierto a ciclo cerrado; el impulso a la eficiencia energética de las plantas mediante auditorías específicas; la alineación con la norma ISO 50001 y la mejora del monitoreo y los controles de datos; la implementación de una Estrategia de Monitoreo de Pérdidas en toda la red de transmisión y distribución; y la sustitución de plantas térmicas con alto contenido en emisiones por plantas de generación con bajas emisiones de carbono.

Para impulsar eficazmente la alineación con el Plan de Descarbonización y los requisitos del PATH del BEI, CELEC EP debe adoptar un objetivo de reducción de emisiones a medio plazo y una ambición a largo plazo para avanzar hacia la neutralidad de carbono. Estos objetivos se basan directamente en los puntos de referencia alineados con el Acuerdo de París para las trayectorias de 1.5°C y muy por debajo de 2.0°C, proporcionados por el TPI para las compañías eléctricas. [Cabe destacar que CELEC EP ya opera una red relativamente baja en carbono, debido al alto porcentaje de energía hidroeléctrica, por lo que estos puntos de referencia se proporcionan prorrateados, en lugar de cifras de intensidad absoluta.]

El objetivo a mediano plazo se alcanza mediante la ejecución de las acciones incluidas en el Plan de Descarbonización. Este objetivo consiste en una reducción del 40% en la intensidad de las emisiones para 2035, hasta alcanzar un valor objetivo de 0.117 tCO₂e/MWh. Esto corresponde a un aumento de las emisiones absolutas debido al aumento de la capacidad de generación térmica.

La ambición a largo plazo es la neutralidad de carbono para 2050 y, por lo tanto, se elige un objetivo mínimo de reducción del 90% en la intensidad de emisiones para 2050 como un objetivo adecuado, teniendo en cuenta que las emisiones residuales pudieran alcanzarse mediante mayores reducciones de emisiones o la eliminación de carbono. El objetivo absoluto de reducción de emisiones es del 72% desde la línea de base, lo que representa un valor residual de 1,431,696 tCO₂e. Se espera que estas emisiones residuales se reduzcan a cero mediante medidas adicionales que aceleren la adopción de energías renovables y apoyen la eliminación gradual de las plantas de combustibles fósiles. Estas oportunidades deben evaluarse en revisiones periódicas de objetivos, al menos cada 5 años, a medida que las tecnologías alternativas se vuelvan más fáciles de implementar y económicamente viables. Las tecnologías bajas en carbono que pudieran respaldar la transición hacia la neutralidad de carbono podrían incluir el biogás y el hidrógeno, pequeños reactores nucleares modulares, mayores niveles de energía geotérmica o fotovoltaica combinada con almacenamiento de energía en baterías.

Cabe señalar que el BEI apoya inversiones asociadas con la generación de energía con una intensidad de emisiones inferior a 0.250 tCO₂e/MWh. El deseo de las instituciones financieras de centrar las inversiones en proyectos con bajas emisiones de carbono que cumplan los objetivos climáticos probablemente apoye la inversión en las oportunidades identificadas para la descarbonización a largo plazo de la CELEC EP.

En general, la ruta de descarbonización de CELEC EP representa una base sólida para la acción climática, aprovechando tecnologías comercialmente disponibles y estrategias operativamente viables. Con una mayor ambición e innovación continua, CELEC EP tiene el potencial de reducir aún más su huella de carbono y contribuir significativamente a la transición energética de Ecuador.



APÉNDICES

Apéndice A. Límite Organizacional

La Tabla A-1 muestra las unidades de negocio de CELEC EP y las plantas de generación operadas por la compañía dentro del límite organizacional para las cuales las emisiones de GEI fueron calculadas.

Tabla A-1 – Unidades de Negocio y Plantas de Generación

Sector	Business Unit	Asset Names
Centrales Hidroeléctricas y Eólicas	Celec Sur	Central Mina San Francisco Central Paute Mazar Central Paute Molino Central Sopladora
	Coca Codo Sinclair	Central Coca Codo Central Manduriacu
	Gensur	Central Delsitanisagua Central Villonaco (Wind Plant)
	Hidroagoyán	Central Agoyán Central Pucara Central San Francisco
	Hidroazogues	Central Alazan
	Hidronación	Central Baba Central Marcel Laniado
	Hidrotoapi	Alluriquin Mini Toachi Sarapullo
Centrales Térmicas	Electroguayas	Central Álvaro Tinajero Central Aníbal Santos Central Gonzalo Zevallos Central Santa Elena II Central Enrique García Central Santa Elena III Central Trinitaria
	Termoesmeraldas	Central Esmeraldas I Central Esmeraldas II Central La Propicia
	Termogas Machala	Central Machala I Central Machala II
	Termomanabi	Central Jaramijó Central Manta II Central Miraflores Central Miraflores I Central Pedernales
	Termopichincha	Central Boca Tiputini Central Celso Castellanos Central Chiroisla Central Cuyabeno Central Dayuma Central El Eden Central Floreana Central Guangopolo I Central Guangopolo II Central Isabela



Sector	Business Unit	Asset Names
		Central ITT Central Jivino I Central Jivino II Central Jivino III Central Limonyacu Central Macas Central Nuevo Rocafuerte Central Ocaya Central Payamino Central Playas de Cuyabeno Central Puerto El Carmen Central Puná Central Quevedo II Central Sacha Central Samona Central San Cristobal Central Santa Cruz Central Santa Rosa Central Secoya Central Shushufindi Central Tiputini

La Tabla A-2 muestra el número de vehículos por unidad de negocio incluidos en el límite organizacional para los cuales las emisiones de GEI fueron calculadas.

Tabla A-2 – Unidades de Negocio y Vehículos

Unidad de Negocio	Número de Vehículos
Celec Sur	131
Coca Codo Sinclair	88
Comision Rio Coca	5
Electroguayas	52
Gensur	18
Hidroagoyan	57
Hidroazogues	18
Hidronacion	41
Hidrotoapi	52
Matriz	14
Termoesmeraldas	26
Termogas Machala	18
Termomanabi	18
Termopichincha	74
Transelectric	175



Apéndice B. Definiciones de Combustibles

Combustóleos utilizados en las centrales térmicas de CELEC EP:

- **Diésel**
Un aceite destilado, más volátil y menos viscoso que los aceites residuales, por lo que es adecuado para motores diésel de alta velocidad.
- **Aceite Combustible (Fuel Oil) No.4**
Una mezcla de aceite destilado y residual, menos volátil y más viscoso que el diésel.
- **Aceite Combustible (Fuel Oil) No.6**
Un aceite residual pesado y altamente viscoso que requiere precalentamiento antes de su uso.
- **Crudo Residual**
Subproductos pesados y viscosos que quedan tras la destilación del petróleo crudo. Requieren un precalentamiento y tratamiento exhaustivos para garantizar una combustión adecuada.



Apéndice C. Aumento Previsto en Generación

Tabla C-1 – Aumento Previsto en Generación

Unidad de Negocio	Activo	Inicio de Operaciones Previsto	Tipo de Generación	Generación Bruta (MWh)
Electroguayas	Central Aníbal Santos	2025	Térmica	159,205.89
Electroguayas	Central Enrique García	2025	Térmica	244,334.79
Electroguayas	Esmeraldas III	2025	Térmica	465,555.82
Electroguayas	Pascuales/Enrique García	2025	Térmica	1,330,159.50
Hidrotoapi	Alluriquín	2025	Hidroeléctrica	961,166.02
Hidrotoapi	Mini Toachi	2025	Hidroeléctrica	5,061.44
Termopichincha	Quevedo	2025	Térmica	255,799.90
Termopichincha	Salitral	2025	Térmica	511,599.81
Electroguayas	Esmeraldas IV	2026	Térmica	767,399.72
Electroguayas	Duran	2026	Térmica	511,599.81
Electroguayas	Santa Elena IV	2026	Térmica	153,479.94
Termogas Machala	Machala Gas Tercera Unidad	2026	Térmica	510,000.00
Termomanabi	La Concordia	2026	Térmica	511,599.81
Hidroazogues	Mazar-Dudas: Dudas	2026	Hidroeléctrica	37,700.00
Hidroazogues	Mazar-Dudas: San Antonio	2026	Hidroeléctrica	44,900.00
Termogas Machala	Machala Gas Ciclo Combinado	2027	Térmica	690,000.00
CELEC Matriz	Proyecto Eólico Ducal Membrillo (VILLONACO 2)	2028	Solar	315,000.00
CELEC Matriz	Proyecto PV Flotante Mazar	2028	Solar	292,000.00
CELEC Matriz	Proyecto PV La Ceiba	2028	Solar	396,800.00
CELEC Matriz	Proyecto PV Matala	2028	Solar	171,400.00
CELEC Sur	Proyecto Eólico Pimo	2028	Eólica	860,000.00
Undefined	Quijos	2028	Térmica	355,000.00
Undefined	Chachimbro	2029	Térmica	394,200.00
CELEC Matriz	Proyecto Geotérmico Chachimbiro	2032	Solar	394,000.00
CELEC Sur	Proyecto Hidroeléctrico Cardenillo	2032	Hidroeléctrica	3,409,000.00
CELEC Sur	Proyecto Hidroeléctrico Santiago	2032	Hidroeléctrica	14,613,000.00



Unidad de Negocio	Activo	Inicio de Operaciones Previsto	Tipo de Generación	Generación Bruta (MWh)
Por Definir	Proyectos Hidroeléctricos en Prefactibilidad	2032	Hidroeléctrica	13,772,673.48
Por Definir	Proyectos Solares en Prefactibilidad	2032	Solar	1,820,743.22
Por Definir	Proyectos Eólicos en Prefactibilidad	2032	Eólica	960,227.40
Por Definir	Proyectos Geotérmicos en Prefactibilidad	2032	Geotermal	2,341,548.00
			Térmica	6,110,735.00
			Hidroeléctrica	33,198,500.95
			Eólica	1,820,227.40
			Solar	3,389,943.22
			Geotermal	2,735,748.00
			Total	47,255,154.57



Apéndice D. Intervenciones de Descarbonización

Tabla D-1 – Lista de Intervenciones de Descarbonilación

Tema	Intervención	Acciones Habilitadoras	Ano de Comienzo	Ano de Finalización
Medidas de Eficiencia de la Planta	Mejorar la supervisión de los procesos del sistema mediante mediciones y auditorías energéticas. Considerar alinear procesos con ISO 50001. Esta norma proporciona un marco para evaluar la gestión energética y aumentar la eficiencia operativa. En una etapa posterior, podrían buscar la certificación a la norma, lo que podría demostrar el compromiso de la empresa con la gestión energética.	1. Acciones contempladas en la Ley de Eficiencia Energética y el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE) 2. Alinearse a la certificación ISO 50001 3. Incrementar/implementar las auditorías energéticas 4. Certificar a profesionales como auditores energéticos 5. Disposición contenida en el Oficio N.º MEM-SDCEE-2023-0364-OF, de fecha 2 de mayo de 2023, que motiva la implementación de planes de eficiencia energética.	2026	2031
Medidas de Eficiencia de la Planta	Implementar mantenimiento y monitoreo digital de los sistemas de la planta. Esto permitiría la detección temprana del desgaste, fallas y problemas de rendimiento de los equipos. Los sistemas de monitoreo digital proporcionan datos y análisis en tiempo real, lo que permite a los operadores reducir el tiempo de inactividad y programar el mantenimiento de forma proactiva en lugar de reactiva.	Modernizar los sistemas de Tecnología Operacional de las centrales eléctricas de CELEC EP.	2026	2031
Medidas de Eficiencia de la Planta	Instalar sistemas de recuperación de calor residual para maximizar la conversión de energía en los procesos de generación de vapor (por ejemplo, circuitos de refrigeración). Estos sistemas capturan y reutilizan el calor que, de otro modo, se perdería durante el proceso de conversión de energía. El calor recuperado puede utilizarse para producir electricidad adicional o para impulsar otros procesos dentro de la planta, lo que reduce la necesidad de combustible adicional y el consumo energético total.	Identificar las plantas en las que es factible implementar sistemas de recuperación de calor residual para incrementar la eficiencia térmica en el proceso de generación de electricidad.	2031	2036



Tema	Intervención	Acciones Habilitadoras	Ano de Comienzo	Ano de Finalización
Medidas de Eficiencia de la Planta	Uso de gases de combustión enriquecidos con oxígeno / inyección de oxígeno en la cámara de combustión. Al aumentar la concentración de oxígeno en el aire de combustión, los combustibles se queman de forma más completa, lo que conduce a una mejor eficiencia.	Identificar las plantas en las que es factible implementar la inyección de oxígeno en la cámara de combustión.	2031	2036
Medidas de Eficiencia de la Planta	Cuando no sea posible instalar inyección de oxígeno en la cámara de combustión, instalar turbocompresores para aumentar la cantidad de aire que ingresa a la cámara de combustión, mejorando así la combustión del combustible.	Identificar las plantas en las que es factible implementar turbocompresores.	2031	2036
Medidas de Eficiencia de la Planta	Sustituir las calderas más antiguas e ineficientes por modelos nuevos de alta eficiencia para maximizar la vida útil de la planta, reducir las pérdidas de energía y mejorar el rendimiento de la combustión. Las calderas antiguas suelen sufrir desgaste, corrosión y diseños obsoletos que limitan la transferencia de calor y aumentan el volumen el combustible requerido. Las tecnologías modernas ofrecen mejor aislamiento, quemadores avanzados y sistemas de control optimizados que garantizan una combustión más completa y una distribución de calor más óptima.	Identificar las plantas en las que es factible sustituir calderas que han cumplido su vida útil o presentan ineficiencias en la operación.	2031	2036
Mejoras Generales	Actualizar los transformadores de la red. Los transformadores modernos están diseñados con materiales avanzados y diseños de núcleo mejorados que minimizan las pérdidas resistivas y magnéticas. Estas mejoras pueden resultar en una regulación de voltaje más eficiente, una menor generación de calor y una mejor capacidad de manejo de carga.	1. «Inventario de energía», en el que se identifican las pérdidas de los transformadores de corriente utilizados en los servicios auxiliares de la central eléctrica e instalaciones relacionadas. 2. Identificar los transformadores de los servicios auxiliares de las centrales eléctricas e instalaciones relacionadas sujetos a posibles cambios.	2031	2036
Mejoras Generales	Implementar una estrategia de monitoreo de pérdidas. Al monitorear continuamente las pérdidas, CELEC EP podría identificar ineficiencias como líneas sobrecargadas, equipos obsoletos o factores de potencia bajos. Este enfoque basado en datos permitiría realizar actualizaciones específicas en el sistema.	1. Preparación y diagnóstico inicial consistente en un inventario energético e identificación de indicadores de desempeño energético. 2. Capacitación y cultura interna en temas relacionados con la gestión energética, requisitos de ISO 50001 e integración de estos requisitos en los procedimientos internos.	2031	2036



Tema	Intervención	Acciones Habilitadoras	Ano de Comienzo	Ano de Finalización
		3. Implementación de herramientas de supervisión, como sistemas de medición continua del consumo eléctrico, y su integración en plataformas que faciliten la generación de informes y el análisis. 4. Establecer un sistema de auditorías energéticas periódicas. 5. Gestión documental y de procesos. Adaptar y crear procedimientos de operación y mantenimiento (O&M) alineados con los requisitos de ISO 50001. Definir un plan de acción con objetivos de eficiencia energética a corto y mediano plazo.		
Medidas de Eficiencia de la Planta	Conversión de plantas a CCGT (Ciclo combinado), en lugar de OCGT (Ciclo abierto). Las CCGT aprovechan el calor residual de la turbina de gas para generar electricidad adicional mediante una turbina de vapor. Este proceso de conversión de energía en dos etapas optimiza el uso del contenido energético del combustible, reduciendo así el consumo de combustible por unidad de electricidad producida.	Identificar plantas donde sea factible aprovechar el calor residual de las turbinas de gas para implementar una turbina de vapor y apagar el ciclo combinado.	2026	2031
Mejoras Generales	Adquirir más energía de Perú que sea generada por gas natural. Desmantelar plantas más antiguas y contaminantes.	Ejecutar la interconexión Ecuador – Perú 500 kV	2026	2031
Mejoras Generales	Evaluar la eficiencia operativa y de diseño de la infraestructura de transmisión. Considerar la eficiencia de diseño acortando las distancias de transmisión, construyendo la interconectividad de la red y dimensionando adecuadamente la infraestructura.	Identificar los equipos primarios en los que es factible realizar un reemplazo y/o actualización tecnológica que permita reducir el uso de gases contaminantes.	2026	2031
Medidas de Eficiencia de la Planta	Mejorar la eficiencia de combustión precalentando el combustible antes de la combustión. Esto asegura que los combustibles se quemen más completamente, conduciendo a una mayor eficiencia térmica y generación de energía.	Identificar las plantas en las que se pueden instalar y/o optimizar sistemas de precalentamiento de combustible.	2026	2031



Tema	Intervención	Acciones Habilitadoras	Año de Comienzo	Año de Finalización
Medidas de Eficiencia de la Planta	Realizar un proceso eficiente de mezcla de combustible HFO6 y diésel para mejorar la calidad del combustible para disminuir la falta de disponibilidad de MCI no programada y mejorar la eficiencia de los amplificadores de preinyección de combustible.		2026	2031
Medidas de Eficiencia de la Planta	Implementar una jerarquía de combustibles que incluya compromisos u objetivos para alejarse de los combustibles con alta intensidad de carbono. Por ejemplo, reducir el uso de crudo residual para la combustión, transicionar a Fuel Oil 6 y eventualmente a Fuel Oil 4. Para las plantas compatibles, convertir los motores para que utilicen gas natural (por ejemplo: Miraflores).	Implementar un plan de cambio de combustibles pesados a ligeros para la generación eléctrica de CELEC EP.	2031	2036
Medidas de Eficiencia de la Planta	Actualmente CENACE despacha en función de costos, CELEC EP trabajará con CENACE para buscar incorporar información referente a cuáles plantas son intensivas en carbono (menos eficientes) en la toma de decisiones, y optar por reducir el uso de plantas térmicas cuando hay suficiente disponibilidad de energía hidroeléctrica.		2026	2031
Requerimientos Térmicos	Oportunidades para instalar proyectos piloto, por ejemplo, sistemas solares flotantes que pueden aumentar la proporción de energía renovable en Ecuador. Aumentar la capacidad renovable podría permitir cerrar o reducir operaciones en plantas térmicas antiguas y menos eficientes.	Gestionar el desarrollo de estudios para proyectos renovables complementarios a las centrales de CELEC EP.	2031	2036
Medidas de Eficiencia de la Planta	Producir un gemelo digital de los sistemas de la planta para optimizar el rendimiento de todos los sistemas y procesos dentro de la planta. Esto permitiría a los operadores realizar simulaciones y predecir posibles fallos antes de que ocurran. Al analizar los datos de sensores y equipos, el gemelo digital puede ayudar a tomar decisiones mejor informadas y a optimizar los procesos para un mejor uso de la energía.	1. Formación y cultura interna en temas relacionados con la digitalización. 2. Preparación y recopilación de información sobre las instalaciones a digitalizar. Identificación de instalaciones críticas. 3. Implementación de herramientas para la digitalización de los sistemas identificados como críticos. 4. Creación de procedimientos para la simulación de las	2026	2035



Tema	Intervención	Acciones Habilitadoras	Año de Comienzo	Año de Finalización
		instalaciones. 5. Definición de un plan de pruebas periódicas para los modelos simulados.		
Mejoras Generales	Reserva "fría" de los transformadores de potencia. Esta estrategia podría ayudar a prevenir la sobrecarga de los transformadores operativos y permitir que el sistema opere más cerca de los niveles óptimos de carga. La reserva fría reduce las pérdidas de transmisión y facilita un suministro de energía más eficiente y estable a través de la red.	Continuar con el análisis del Plan de Expansión de Transmisión.	2031	2036
Mejoras Generales	Mapear y optimizar la red eléctrica para identificar y superar cuellos de botella o puntos críticos donde existan ineficiencias.	Cumplimiento del Plan de Expansión de Transmisión.	2031	2036
Mejoras Generales	Transicionar la flota de vehículos a eléctricos; cambiar a vehículos híbridos donde no sea factible una conversión totalmente eléctrica.	Alineado con el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE), Desarrollar un plan para la sustitución de la flota de vehículos de combustibles fósiles por vehículos eléctricos	2026	2031
Medidas de Eficiencia de la Planta	Implementar filtros de carbono en las chimeneas de escape, especialmente en las plantas más grandes y menos eficientes. Esto captura el carbono y reduce las emisiones de la combustión.	Realizar un estudio técnico-económico de las mejores alternativas para la instalación de filtros de carbón en las chimeneas de extracción de las centrales termoeléctricas de CELEC EP, considerando las particularidades de cada caso (ubicación geográfica, tiempo de operación, combustible, tecnología, entre otros).	2031	2036
Aumento en Generación Renovable	Oportunidad para instalar turbinas en los canales de descarga de las represas aguas abajo que necesitan mantener el flujo ecológico.	1. Contratar estudios de prefactibilidad y factibilidad para el diseño, suministro, instalación y puesta en marcha de la turbina aguas abajo de la Central MLDW.	2036	2050
Aumento en Capacidad	Ampliación de renovables para reflejar el Plan de Expansión de Generación de CELEC EP (2023-2032).	Evaluación de viabilidad para garantizar la operación de los sitios objetivo según lo definido en el plan. Esto también supone que no habrá dificultades para asegurar los niveles adecuados de inversión de capital.	2025	2032



Tema	Intervención	Acciones Habilitadoras	Ano de Comienzo	Ano de Finalización
Aumento en Capacidad	Expansión de renovables para reflejar el Plan de Expansión de Generación de CELEC EP más allá de 2032, incluyendo la planta de prefactibilidad, incluyendo LA UNIÓN	Evaluación de viabilidad para garantizar la operación de los sitios objetivo según lo definido en el plan. Esto también supone que no habrá dificultades para asegurar los niveles adecuados de inversión de capital.	2032	2050



Apéndice E. Suposiciones en el Modelado

E.1 Línea Base

Tabla E-1 – Suposiciones para el Modelado de la Línea Base

Alcance	Categoría	Suposiciones/Exclusiones
Alcance 1	Centrales de generación	Para el año base 2024, se utilizaron los siguientes factores de conversión²³ publicados por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos, para los diferentes tipos de combustibles: - Gasolina: 2.3278 kgCO₂e/litro de gasolina - Diésel: 2.7438 kgCO₂e/litro de diésel - Gas Natural: 0.0545 kgCO₂e/kfc de gas natural - Fuel oil no 4: 2.9049 kgCO₂e/litro de fuel oil no 4 - Fuel oil no 6: 2.9868 kgCO₂e/litro de fuel oil no 6 - Residuo: 2.9868 kgCO₂e/litro de residuo Estos datos fueron validados mediante una revisión y usando como referencia fuentes como las metodologías del BEI y el Departamento de Seguridad Energética y Net Cero del Reino Unido. AtkinsRéalis utilizó estos factores ya que estos representan la información más reciente y geográficamente relevante disponibles para la aplicación en escenarios internacionales.
	Edificios	No se proporcionó información referente a consumo de combustibles, o fugas de refrigerantes, por lo que no fueron incluidos en este análisis.

²³ Department for Energy Security and Net Zero, Government conversion factors for company reporting of greenhouse gas emissions. Disponible en: <https://www.gov.uk/government/collections/government-conversion-factors-for-company-reporting>



Alcance	Categoría	Suposiciones/Exclusiones
Alcance 2	Vehículos	Para el año base 2024, se utilizaron los siguientes factores de conversión²⁴ publicados por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos, para los diferentes tipos de combustibles: - Gasolina: 2.3278 kgCO₂e/litro de gasolina - Diésel: 2.7438 kgCO₂e/litro de diésel Estos datos fueron validados mediante una revisión y usando como referencia fuentes como las metodologías del BEI y el Departamento de Seguridad Energética y Net Cero del Reino Unido. AtkinsRéalis utilizó estos factores ya que restos representan la información más reciente y conservadora disponibles para la aplicación en escenarios internacionales.
	Red de Distribución Eléctrica	Pérdidas en transmisión y distribución fueron excluidas de este análisis ya que la mayoría de la electricidad (80-90% según conversaciones con CELEC EP dependiendo de la temporada) que la compañía transmite es generación propia. Si bien, una parte de la electricidad se inyecta a la red a través de otros productores, no se considera que las pérdidas asociadas sean significativas. La transmisión de alta tensión suele generar pérdidas de energía mínimas y, dada la pequeña proporción de generación de terceros, el impacto en la huella total de emisiones de GEI se considera insignificante.
	Consumo de Electricidad	Dado que CELEC EP genera el 100% de la electricidad que consume y posee y opera su propia infraestructura de transmisión, sus emisiones de Alcance 2 se reportan como cero. Sin embargo, cualquier mejora en la eficiencia o reducción en el consumo de electricidad sigue siendo importante. Estas se tomarán en cuenta en Plan de Descarbonización, ya que una menor demanda de electricidad reducirá directamente las emisiones de Alcance 1, al disminuir la cantidad de energía que CELEC EP necesita generar.

²⁴ Department for Energy Security and Net Zero, Government conversion factors for company reporting of greenhouse gas emissions. Disponible en: <https://www.gov.uk/government/collections/government-conversion-factors-for-company-reporting>



E.2 Proyección de la Situación Actual (Business-as-Usual, BAU)

Tabla E-2 – Suposiciones para el Modelado de la Proyección de la Situación Actual (Business-as-Usual, BAU)

Alcance	Categoría	Suposiciones/Exclusiones
Alcance 1	Centrales de generación	Para estimar el consumo de combustible de los activos en construcción, se utilizó como indicador indirecto el consumo de HFO de la planta Central Santa Elena II. Esta planta fue seleccionada porque: ▪ Su capacidad nominal (90,1 MW) es cercana a la de dos de los cuatro activos en construcción (capacidades planificadas de 100 MW y 91 MW). ▪ Su factor de planta (73%) se encuentra dentro de un rango operativo del 70-90%, lo cual se asume aplicable a los nuevos activos. Todas las plantas de HFO operan con una combinación de diésel y HFO (tipos 4 y/o 6). Se asume que los nuevos activos seguirán la misma mezcla de combustible y proporciones de uso que Central Santa Elena II. En concreto, se espera que el consumo de HFO se distribuya equitativamente entre HFO 4 y HFO 6 en estas nuevas instalaciones. Con base en lo anterior, también se han utilizado los siguientes supuestos para el modelo de la proyección de la situación actual: ▪ Se proyecta que el consumo de diésel y HFO aumentará a partir de 2025, debido a la puesta en servicio de los nuevos activos. ▪ Se asume que la demanda de otros combustibles (gas natural, gasolina, residuos) se mantendrá constante hasta 2050. ▪ Se asume que los factores de emisión de todos los combustibles se mantendrán en sus niveles de 2024 durante el período de proyección. No se ha modelado ninguna disminución en la capacidad de generación de la planta en el escenario de proyección de la situación actual.
	Edificios	No se incluyeron compromisos financieros.
	Vehículos	No se incluyeron compromisos financieros



Alcance	Categoría	Suposiciones/Exclusiones
Alcance 2	Red de Distribución Eléctrica	No se incluyeron compromisos financieros que puedan alterar la red de distribución eléctrica.
	Consumo de Electricidad	No se incluyeron compromisos financieros que puedan alterar el consumo de electricidad.

E.3 Escenario de Descarbonización

Tabla E-3 – Suposiciones para el Modelado del Escenario de Descarbonización

Alcance	Categoría	Suposiciones/Exclusiones
Alcance 1 Capacidad de Generación Aumento de emisiones	Expansión de la producción térmica de CELEC EP, aumentando la capacidad a través de las centrales Esmeraldas IV, Durán, Santa Elena IV y La Concordia.	- Se asume que todos los proyectos de expansión previstos se llevan a cabo según lo descrito en el documento de referencia. - Se asume que no existen barreras para desbloquear la inversión de capital que permita que la construcción y la operación se realicen según lo planeado. - Se asume que un aumento en la capacidad térmica de CELEC EP no le permitirá reducir su operación de centrales térmicas más ineficiente, ya que se supone que la demanda energética de Ecuador aumentará en consonancia con estas nuevas plantas.
Alcance 1 Capacidad de Generación Aumento de emisiones	Expansión de la producción con energías renovables y generación térmica incluyendo el Plan Maestro del Electricidad 2023-2032.	- Se asume que todos los proyectos de expansión previstos se llevan a cabo según lo descrito en el documento de referencia. - Se asume que no existen barreras para desbloquear la inversión de capital y permitir que la construcción y la operación se realicen según lo planeado. - Se omitieron del modelo los Bloques 1 y 2 de Reposición Parque Termoeléctrico.



Alcance	Categoría	Suposiciones/Exclusiones
		- Se asume que un aumento en la capacidad de CELEC EP no le permitirá reducir su operación de centrales térmicas más ineficiente, ya que se supone que la demanda energética de Ecuador aumentará en consonancia con estas nuevas plantas.
Aumento en Capacidad de Generación	Expansión de la producción con energías renovables incluyendo los planes de expansión después del 2032, incluyendo proyecto en fase de prefactibilidad.	- Se asume que todos los proyectos de expansión previstos se llevan a cabo según lo descrito en el documento de referencia. - Se asume que no existen obstáculos para desbloquear la inversión de capital que permita que la construcción y la operación se realicen según lo planeado. - Se asume que un aumento en la capacidad renovable de CELEC EP no le permitirá reducir su operación de centrales térmicas más ineficiente, ya que se supone que la demanda energética de Ecuador aumentará en consonancia con estas nuevas plantas.
N/A – Esta intervención no fue considerada en el modelo	Adquirir más energía del Perú, que cuenta con una red eléctrica más limpia (alimentada con gas natural).	- Durante los períodos de alta hidrología (abril-septiembre), Ecuador exportaría aproximadamente 450 GWh mensuales a Perú. - Durante los períodos de baja hidrología (octubre-marzo), Ecuador importaría aproximadamente 400 GWh mensuales desde Perú. - Esto generaría un aumento en las emisiones de Alcance 2, pero permitiría una disminución en la demanda de las operaciones térmicas de CELEC EP entre octubre y marzo. Se asume que esta exportación neta de 50 GWh de electricidad ya está cubierta por el aumento de la capacidad de generación de la empresa, y no fue modelada.
- Alcance 1 Combustión Móvil	Transición de la flota de vehículos a eléctricos, incluyendo vehículos híbridos donde la conversión eléctrica total no sea factible.	- Los plazos para la implementación de esta intervención se han extendido hasta 2036 para permitir la mejora de la disponibilidad de infraestructura en Ecuador.



Alcance	Categoría	Suposiciones/Exclusiones
Disminución de emisiones		- Se ha asumido una transición del 50% a vehículos eléctricos, y el 50% restante a vehículos híbridos enchufables. - Los factores de emisión para cada clase de vehículo se han tomado de la biblioteca de factores de emisiones DESNZ 2025 para delinear el ahorro potencial de esta intervención.
- Alcance 1 Disminución de emisiones	Conversión de plantas de turbinas de gas de ciclo abierto (OCGT) a turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT), aprovechando el calor residual de la turbina de gas para generar electricidad adicional mediante una turbina de vapor. Este proceso de conversión de energía de dos etapas aprovecha mejor el contenido energético del combustible y, por lo tanto, reduce el consumo de combustible por unidad de electricidad producida.	- La fecha de inicio de la intervención se pospuso hasta 2027 para permitir una planificación adecuada. - Aplica únicamente para Termomanabi (planta Miraflores TG1), Termogas Machala (Gas Machala I y Gas Machala II) y turbinas de gas en Electroguayas. - La planta Miraflores TG1 actualmente no está en operación; se asume que entrará en funcionamiento para 2027 y se convertirá a un ciclo combinado de gas natural (CCGT). Esto generará un aumento de la capacidad, así como de las emisiones de Alcance 1. - Se asume que la tasa de adopción será lineal a lo largo del período de 5 años, lo que representa un enfoque gradual para la puesta en funcionamiento de estas plantas.
N/A - Esta intervención ya está presente dentro de las Unidades de Negocio relevantes	Eficientizar la mezcla de combustible HFO6 y diésel para mejorar la calidad del combustible, mejorar la eficiencia de los amplificadores de preinyección de combustible y disminuir interrupciones por mantenimiento no programado de MCI.	
N/A - Esta intervención ya está presente dentro de las Unidades de Negocio relevantes	Mejora en la eficiencia de combustión precalentando el combustible antes de la combustión, esto garantiza que los combustibles se quemen más completamente, lo que genera una mejor eficiencia térmica y potencia de salida.	



Alcance	Categoría	Suposiciones/Exclusiones
- Alcance 1 Disminución de emisiones	Mejora en la monitorización de los procesos del sistema mediante mediciones y auditorías energéticas. Considerar la armonización de los procesos con la norma ISO 50001 (Gestión de la Energía). Esta norma proporciona un marco para evaluar la gestión energética y aumentar la eficiencia operativa. Una etapa posterior podría ser la certificación según la norma, lo que podría demostrar el compromiso de la empresa con la gestión energética. Crear un gemelo digital de los sistemas de la planta para optimizar el rendimiento de todos los sistemas y procesos. Esto permitiría a los operadores realizar simulaciones y predecir posibles fallos antes de que ocurran. Al analizar los datos de los sensores y equipos, el gemelo digital puede ayudar a tomar decisiones informadas y optimizar los procesos para un mejor uso de la energía.	- Aplicable a las plantas de Electroguayas, Termoesmeraldas, Termogas Machala y Termopichincha. - Se asume una mejora máxima de la eficiencia del 5% con esta intervención. Se ha supuesto una tasa de adopción lineal a lo largo del período para reflejar las mejoras graduales de la eficiencia en toda la planta. - Dada la naturaleza de la relación de suministro de energía de CELEC EP con CENACE, se asume que cualquier mejora de la eficiencia permite a CELEC EP consumir menos combustible. Esto se debe a que CENACE indica la cantidad de energía que requiere cada planta en un momento dado.
N/A - Clasificado como una acción habilitante: no se modela ningún beneficio directo	Evaluar la eficiencia operativa y de diseño de la infraestructura de transmisión. Considerar la eficiencia de diseño acortando las distancias de transmisión, construyendo la interconectividad de la red y dimensionando adecuadamente la infraestructura.	
N/A - Clasificado como una acción habilitante: no se modela ningún beneficio directo	Actualmente CENACE despacha en función de costos, CELEC EP podría trabajar con CENACE para incorporar información referente a cuáles plantas son intensivas en carbono (menos eficientes) en la toma de decisiones, y optar por reducir el uso de plantas térmicas cuando hay suficiente disponibilidad de energía hidroeléctrica	
- Alcance 1 Disminución de emisiones	Implementar una jerarquía de combustibles que incluya compromisos y objetivos para reducir el uso de combustibles con alto contenido de carbono. Por ejemplo, reducir la cantidad de crudo residual utilizado para la combustión, y cambiar las operaciones a aceite combustible No.6 y, eventualmente, a	- Aplicable a las plantas de Electroguayas, Termopichincha, Termoesmeraldas y Termomanabi. - La jerarquía de combustibles implica la transición gradual de combustibles pesados a combustibles más limpios y eficientes.



Alcance	Categoría	Suposiciones/Exclusiones
	aceite combustible No. 4. En las plantas compatibles, convertir los motores para que utilicen gas natural (por ejemplo, la planta de Miraflores).	- Se asume que Ecuador tendrá suficiente disponibilidad y poder adquisitivo para impulsar las refinerías y así suministrar los tipos y cantidades de combustible deseados. - Se asume una tasa de consumo lineal para permitir la planificación de la transición. - Jerarquía de combustibles - Petróleo residual -> HFO 4 - HFO 6 -> HFO 4 - HFO 4 -> Diésel / HFO 4 (mezcla 50:50) - Diésel -> Gas natural / Diésel (mezcla 70:30)
- Alcance 1 Disminución de emisiones	Instalar sistemas de recuperación de calor residual para maximizar la conversión de energía en los procesos de generación de vapor (por ejemplo, circuitos de refrigerante). Estos sistemas capturan y reutilizan el calor que, de otro modo, se perdería durante el proceso de conversión de energía. El calor recuperado puede utilizarse para producir electricidad adicional o para alimentar otros procesos dentro de la planta, lo que reduce la necesidad de usar combustible adicional y el consumo energético total.	- Aplicable a las unidades de Termogas Machala y a toda la planta de Termopichincha. - Se ha asumido una tasa de consumo lineal a lo largo de la serie temporal para permitir una planificación adecuada del diseño. - Se ha asumido un aumento del 0.9 % en la conversión de energía, con base en la revisión de la documentación de respaldo. Cualquier aumento en la eficiencia conlleva una reducción directa del consumo de combustible y de las emisiones térmicas, ya que la demanda disminuye proporcionalmente.
- Alcance 1 Disminución de emisiones	Uso de gases de combustión enriquecidos con oxígeno en la cámara de combustión. Al aumentar la concentración de oxígeno en el aire de combustión, los combustibles se queman de forma más completa, lo que mejora la eficiencia térmica.	- El enriquecimiento de oxígeno en las cámaras de combustión al 30% molar puede reducir el consumo de combustible en un 8% (según la fuente de referencia). - La intervención se aplica de forma lineal a lo largo de la serie temporal para permitir una planificación adecuada del diseño.



Alcance	Categoría	Suposiciones/Exclusiones
		- Se asume que Ecuador contará con la infraestructura y las cadenas de suministro suficientes para que esta intervención se concrete plenamente. - Aplica a: Central Esmeraldas I y toda la planta de Termopichincha.
N/A - Esta intervención ya está presente dentro de las Unidades de Negocio relevantes	Cuando no sea posible enriquecer con oxígeno la cámara de combustión, instalar turbocompresores para aumentar la cantidad de flujo de aire a la cámara de combustión, lo que mejora la combustión del combustible.	
- Alcance 1 Disminución de emisiones	Instalar depuradores de carbono en las chimeneas de escape, especialmente en las plantas más grandes y menos eficientes. Estos capturan el carbono y reducen las emisiones generadas por la combustión.	- Esta intervención solo aplica en Termoesmeraldas para la planta Central Esmeraldas I. - La intervención se ha aplicado de forma lineal a lo largo de la serie temporal para permitir una planificación adecuada. - Se prevé que la instalación de depuradores de carbono extraiga hasta el 40% de las emisiones de CO₂ de los gases de combustión/escape (según el material de referencia).
N/A - Esta intervención ya está presente dentro de las Unidades de Negocio relevantes	Oportunidades para instalar proyectos piloto, por ejemplo, paneles solares flotantes que puedan utilizarse para aumentar la proporción de energía generada por fuentes renovables. Aumentar la capacidad de las fuentes renovables podría permitir el cierre o la reducción de las operaciones de las centrales térmicas más antiguas y menos eficientes.	
N/A - Esta intervención ya está presente dentro de los activos relevantes como parte del régimen de	Reemplazar los equipos antiguos e ineficientes por hornos más nuevos de alta eficiencia para maximizar la vida útil de la planta, reducir las pérdidas de energía y mejorar el rendimiento de la combustión. Los equipos antiguos suelen sufrir desgaste, corrosión y diseños obsoletos que limitan la transferencia de calor y aumentan el requerimiento de combustible. Las	



Alcance	Categoría	Suposiciones/Exclusiones
mantenimiento de proyectos	tecnologías modernas ofrecen mejor aislamiento, quemadores avanzados y sistemas de control mejorados que garantizan una combustión más completa del combustible y una distribución óptima del calor.	
N/A - Esta intervención ya está presente dentro de los activos relevantes como parte del régimen de mantenimiento de proyectos	Actualizar los transformadores de la red. Los transformadores modernos están diseñados con materiales avanzados y núcleos mejorados que minimizan las pérdidas resistivas y magnéticas. Estas actualizaciones pueden resultar en una regulación de voltaje más eficiente, menor generación de calor y una mejor capacidad de manejo de carga.	
Aumento en Capacidad de Generación	Oportunidad de instalar turbinas en canales de aliviadero para presas que necesitan mantener el caudal ecológico.	- Se asume que la capacidad adicional tendrá un efecto insignificante en la operación de las instalaciones térmicas de CELEC EP, por lo que no se ha modelado una disminución directa en las emisiones. - Se asume una utilización del 100% de la intervención desde la fecha de inicio. - No se considera la variación estacional en la disponibilidad de agua, que determinaría la frecuencia con la que los canales de aliviadero están operativos para la producción de energía. - Los principales impactos incluyen el aumento de la capacidad total de generación de CELEC EP, lo que contribuirá aún más a la participación de las fuentes de energía renovables. - Aplicable para: - Minas San Francisco - Agoyan - Pucará - Centro de San Francisco



Alcance	Categoría	Suposiciones/Exclusiones
- Alcance 1 Disminución de emisiones	Implementar una estrategia de monitoreo de pérdidas en la red de transmisión. Mediante el seguimiento continuo de las pérdidas, CELEC EP podría identificar ineficiencias como líneas sobrecargadas, equipos obsoletos o factores de potencia bajos. Este enfoque basado en datos podría permitir mejoras específicas.	- Los impactos de esta intervención se experimentan en todas las instalaciones de CELEC EP, reduciendo la necesidad de quema adicional de combustible debido a mayores eficiencias de transmisión y menores pérdidas en la red. - Los ritmos de mejora de la red están alineados con el Plan Maestro de Electricidad 2023-2032 de Ecuador, alcanzando una reducción máxima de pérdidas del 9%.
- Alcance 1 Disminución de emisiones	Intervención adicional propuesta sujeta a disponibilidad presupuestaria: dismantelar/modernizar plantas más contaminantes (i): Reemplazar las plantas térmicas con un factor de intensidad de emisiones de $>0.75 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$ por generación con fuentes renovables.	
- Alcance 1 Disminución de emisiones	Intervención adicional propuesta sujeta a disponibilidad presupuestaria: dismantelar/modernizar plantas más contaminantes (ii): Reemplazar las plantas térmicas con un factor de intensidad de emisiones de $>0.70 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$ por generación con fuentes renovables.	



AtkinsRéalis



AtkinsRéalis
AtkinsRéalis UK Limited
Nova North
11 Bressenden Place
Westminster
London
SW1E 5BY

Tel: +44 (0)20 7121 2000
Fax: +44 (0)20 7121 2111

© AtkinsRéalis UK Limited except where stated otherwise