



PLAN ^{DE} NEGOCIOS

expansión e inversión

2025



EL NUEVO
ECUADOR

Corporación Nacional de Electricidad - CNEL EP

Contenido

Resumen Ejecutivo	7
1. INTRODUCCIÓN.....	10
1.1. Reseña histórica	10
1.2. Objeto Social	11
1.3. Misión y Visión	11
1.4. Modelo de Negocio.....	12
1.5. Servicios.....	13
1.6. Infraestructura	14
1.7. Situación actual.....	14
1.7.1. Clientes Regulados	15
1.7.2. Clientes No Regulados	16
1.7.3. Consumo de Energía clientes regulados	16
1.7.4. Consumo de Energía clientes No regulados	18
1.7.5. Venta de Energía.....	19
1.7.6. Compra de energía.....	20
1.7.7. Balance de energía	22
2. ANÁLISIS DE MERCADO	26
2.1. Área de Cobertura.....	26
2.2. Clientes	27
2.2.1. Proyección de Clientes.....	30
2.2.2. Clientes con subsidios	31
2.2.3. Poder de negociación con los clientes	33
2.3. Canales de Comunicación	35
3. PLAN COMERCIAL.....	36
3.1. Objetivos del Plan Comercial	36
3.2. Acciones Estratégicas a Implementar en el 2025	36
3.3. Indicadores y Metas del Plan Comercial 2025	39
3.4. Presupuesto del Plan Comercial.....	41
3.5. Proyecciones 2025	43
4. PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	44

4.1.	Objetivos del Plan de Operación y Mantenimiento.....	44
4.2.	Acciones Estratégicas a Implementar en el 2025.....	44
4.3.	Indicadores y Metas del Plan de Operación y Mantenimiento 2025	46
4.4.	Presupuesto de Operación y Mantenimiento 2025	47
5.	PLAN DE GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y PROCESOS DE APOYO	51
5.1.	Objetivos del Plan de Gestión Administrativa y Procesos de Apoyo.....	51
5.2.	Acciones Estratégicas a Implementar en el 2025.....	51
5.3.	Indicadores y Metas del Plan de Gestión Administrativa y Procesos de Apoyo 2025	54
5.4.	Presupuesto del Plan de Gestión Administrativa y Procesos de Apoyo	57
6.	PLAN DE INVERSIONES.....	58
6.1.	Plan de Expansión	59
6.1.1.	Objetivo del Plan de Expansión.....	59
6.1.2.	Acciones Estratégicas a Implementar en el 2025	60
6.1.3.	Indicadores y Metas del Plan de Expansión 2025	60
6.1.4.	Presupuesto del Plan de Expansión.....	61
6.1.4.1.	Electrificación rural	61
6.1.4.2.	Expansión alumbrado público	62
6.1.4.3.	Expansión distribución	62
6.1.4.4.	FERUM	62
6.1.4.5.	PMD	62
6.1.4.6.	CAF.....	62
6.1.4.7.	PMRSEE	62
6.1.4.8.	Plan de Reconstrucción Integral de las Zonas Afectadas (PRIZA).....	62
6.2.	Proyectos de Calidad	63
6.2.1.	Calidad Alumbrado Público	63
6.2.2.	Calidad Distribución.....	63
7.	RESUMEN DEL PRESUPUESTO DE LOS PLANES 2025	63
8.	PLAN FINANCIERO	64
8.1.	Objetivos del Plan Financiero	64
8.2.	Supuestos Financieros	64
8.3.	Fuente de Ingreso	65
8.4.	Estado de Situación Proyectado	66

8.4.1.	Activo	66
8.4.2.	Pasivo	67
8.4.3.	Patrimonio	68
8.5.	Estado de Resultado Proyectado	68
8.5.1.	Ingresos Operacionales.....	69
8.5.2.	Gastos y Costos Operacionales	69
8.5.3.	Depreciaciones, Amortizaciones y Deterioro Operacionales	70
8.5.4.	Ingresos no operacionales	70
8.5.5.	Gastos y costos no operacionales	70
8.5.6.	Otros Egresos	70
8.5.7.	Resultado Neto	70
8.6.	Flujo de Caja Proyectado	70
8.6.1.	Ingresos	71
8.6.2.	Egresos	71
8.7.	Presupuesto Empresarial.....	72
8.7.1.	Presupuesto Prorrogado de Ingresos	75
8.7.2.	Presupuesto Prorrogado de Egresos	77
8.8.	Índices Financieros.....	80
8.9.	Indicadores y Metas del Plan Financiero 2025	81
9.	EVALUACIÓN DE RIESGOS	82
9.1.	Póliza de Seguros	85
10.	CUADRO RESUMEN DE INDICADORES Y METAS 2025	87
11.	ALINEACIÓN AL PLAN ESTRATÉGICO INSTITUCIONAL	92
12.	GLOSARIO DE DEFINICIONES.....	100
13.	ANEXOS	101

Índice de Tablas

Tabla Nro. 1: Evolución total de clientes regulados por Unidades de Negocios 2021 -2024....	15
Tabla Nro. 2: Evolución de Clientes No Regulados 2021-2024 y proyección 2025.....	16
Tabla Nro. 3: Consumo de Energía en MWh – Clientes Regulados 2024.....	17
Tabla Nro. 4: Variación de Consumo de Energía Facturada (MWh) 2022-2024.....	17
Tabla Nro. 5: Consumo de Energía – Clientes No Regulados 2020-2024.....	19
Tabla Nro. 6: Evolución de Facturación por venta de energía 2021-2024 en millones de USD	19
Tabla Nro. 7: Facturación de Energía y # de clientes regulados.....	20
Tabla Nro. 8: Facturación Energía No Regulados	20
Tabla Nro. 9: Histórico compra de energía 2020 - 2024	21
Tabla Nro. 10: Análisis presupuestario compra de energía (Millones de USD)	21
Tabla Nro. 11: Balance de Energía 2024.....	22
Tabla Nro. 12: Pérdidas de Energía en USD y MWh	22
Tabla Nro. 13: Comparativo de pérdidas de energía con las demás distribuidoras	23
Tabla Nro. 14: Pérdidas de Energía en USD – dólares por Unidad de Negocio.....	23
Tabla Nro. 15: Evolución de % Pérdidas Móvil Anual	25
Tabla Nro. 16: Segmentación de Clientes 2024	27
Tabla Nro. 17: Evolución de clientes por tipo de sector – consumo de energía (sin considerar alumbrado público)	28
Tabla Nro. 18: Análisis del principio de Pareto sobre la Facturación de Clientes Regulados.....	29
Tabla Nro. 19: Proyección de Clientes	30
Tabla Nro. 20: Subsidios por Unidades de Negocio – CNELEP	32
Tabla Nro. 21: Acciones Estratégicas del Plan Comercial 2025	36
Tabla Nro. 22: Indicadores y metas - Plan Comercial 2025.....	39
Tabla Nro. 23: Presupuesto – Plan Comercial 2025.....	41
Tabla Nro. 24: Proyección de Devengo por partidas del área Comercial (Proyección 2025) .	43
Tabla Nro. 25: Proyecciones 2025 en GWh y en USD (en millones de dólares)	43
Tabla Nro. 26: Acciones Estratégicas a implementar – Plan de Operación y mantenimiento 2025.....	44
Tabla Nro. 27: Cuadro de metas de Operación y Mantenimiento 2025	46
Tabla Nro. 28: Presupuesto – Partidas de Operación y mantenimiento 2025	47
Tabla Nro. 29: Proyección de Devengo por partida del área de Distribución 2025	50
Tabla Nro. 30: Cuadro de metas e indicadores del Plan Operativo – Procesos de Apoyo	54
Tabla Nro. 31: Presupuesto Plan Operativo – Procesos de Apoyo	57
Tabla Nro. 32: Presupuesto – Plan de Inversiones 2025.....	59
Tabla Nro. 33: Detalle de Programas de Inversión 2025	59
Tabla Nro. 34: Cuadro de metas e indicadores del Plan de Expansión.....	60
Tabla Nro. 35.- Detalle Proyectos de expansión (Nuevos – Arrastres).....	61
Tabla Nro. 36: Detalle Proyectos de Expansión por programa y recursos 2025	61
Tabla Nro. 37: Detalle Proyectos de Calidad (Nuevos – Arrastres)	63
Tabla Nro. 38: Proyectos de Calidad 2025.....	63
Tabla Nro. 39: Resumen presupuesto de los planes	63
Tabla Nro. 40: Estado de Situación Financiera (USD)	66
Tabla Nro. 41: Estado de Resultado Proyectado (USD)	68

Tabla Nro. 42: Estado de Resultados Proyectado por Trimestre (USD).....	68
Tabla Nro. 43: Flujo de Caja Proyectado 2025 (USD).....	70
Tabla Nro. 44: Presupuesto Prorrogado 2025 (USD)	74
Tabla Nro. 45: Presupuesto de Inversión (USD)	79
Tabla Nro. 46: Índices Financieros.....	80
Tabla Nro. 47: Índices Financieros Proyección 2025 – Trimestral.....	80
Tabla Nro. 48: Cuadro de metas e indicadores del Plan Financiero 2025	81
Tabla Nro. 49: Resumen matriz evaluación de riesgos “MUY ALTOS” y “ALTOS”	82
Tabla Nro. 50: Pólizas de Seguros	86
Tabla Nro. 51: Cuadro de Metas – Indicadores Plan General de Negocios 2025.....	87
Tabla Nro. 52: Alineación del PGNEI 2025 con el Plan Nacional de Desarrollo 2024-2025 “Plan de Desarrollo para el Nuevo Ecuador 2024-2025”	92

Índice de Ilustraciones

Ilustración Nro. 1: Modelo de Negocio CNEL EP.....	12
Ilustración Nro. 2: Infraestructura de CNEL EP 2024	14
Ilustración Nro. 3: Evolución de Clientes 2021-2024 – Unidades de Negocio CNEL EP	16
Ilustración Nro. 4: Consumo de Energía 2022 -2024 (móvil anual).....	18
Ilustración Nro. 5: Evolución de Porcentaje de Pérdidas Año Móvil.....	24
Ilustración Nro. 6: Área de Cobertura CNEL EP.....	27
Ilustración Nro. 7: Evolución consumo de energía en MWh y porcentaje de variación	29
Ilustración Nro. 8: Gráfico de Pareto en función de los clientes y la facturación	30
Ilustración Nro. 9: Las 5 fuerzas de Porter.....	33
Ilustración Nro. 10: Agencias de Servicio al Cliente a Nivel Nacional	35
Ilustración Nro. 11: Objetivos del Plan Comercial	36
Ilustración Nro. 12: Objetivos del Plan de Operación y Mantenimiento	44
Ilustración Nro. 13: Objetivos del Plan de Gestión Administrativa y Procesos de Apoyo	51
Ilustración Nro. 14: Objetivo del Plan de Expansión.....	60
Ilustración Nro. 15: Objetivos del Plan Financiero.....	64

Resumen Ejecutivo

La Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP¹, con la fortaleza de brindar el servicio de energía eléctrica (SPEE) y el servicio de alumbrado público general (SAPG) con calidad a través de sus 11 Unidades de Negocios a nivel nacional (Guayaquil, Guayas Los Ríos, Los Ríos, Esmeraldas, Manabí, Santa Elena, Milagro, El Oro, Bolívar, Santo Domingo y Sucumbíos) a 2.729.214² clientes, ha elaborado el presente Plan General de Negocios, Expansión e Inversión, donde se detallan las principales acciones que se llevarán a cabo durante el año 2025.

CNEL EP, al mes de diciembre de 2024 alcanzó una energía disponible móvil anual de 20.127,76 GWh, lo cual representa el 70% de la energía disponible a nivel nacional. Por otro lado, la potencia máxima fue de 3.558,47 MW y se registró en el mes de abril de 2024. El porcentaje de pérdidas de energía cerró el año 2024 en 19,80%, con un costo económico estimado de USD 326,18 millones. A continuación, se detallan los planes a desarrollar durante el año 2025:

Al ser un presupuesto prorrogado los Planes Comerciales, de Operación y Mantenimiento y de Expansión tienen los mismos valores del Plan General de Negocios Expansión e Inversiones del año 2024.

El *Plan Comercial*, está encaminado a mejorar la calidad en el servicio al cliente, incrementar los niveles de facturación y recaudación y reducir las pérdidas de energía; este plan cuenta con un presupuesto de USD 81,57 millones, aproximadamente el 75% comprende servicios comerciales de campo, el 24% para gastos de materiales eléctricos y 1% corresponde a gastos de apoyo.

En lo que respecta al *Plan de Operación y Mantenimiento del Sistema de Distribución*, se han definido acciones con el fin de dar continuidad a la mejora de la confiabilidad del sistema, reduciendo las interrupciones y sus duraciones, además de mejorar la calidad del servicio de alumbrado público, asignando para tal efecto un presupuesto de USD 44,29 millones, que comprende el 85% para Redes y el 15% para SAPG (USD 37,46 millones para Redes y USD 6,84 millones para SAPG).

El *plan de expansión*, ha sido creado para atender el crecimiento de la demanda mejorando la infraestructura crítica para la dotación del servicio de energía eléctrica y alumbrado público priorizando iniciativas para el crecimiento vegetativo en zonas de desarrollo, el cual de acuerdo al PAI, tiene un presupuesto para inversión de USD 95,18 millones, en los que

¹ En el presente documento se denominará como CNEL EP o Corporación.

² Información corte a diciembre de 2024

incluye programas tales como FERUM³, PMD, PRIZA, RSNDCAF, Expansión de Distribución y Alumbrado Público y electrificación rural.

Con relación al *Plan Empresarial*, nos permite medir la eficiencia con relación a la ejecución y cumplimiento del PAC; actualización tecnológica, responsabilidad y sostenibilidad, así como también mantener actualizado en conocimientos al capital humano a través del plan de capacitación; y el número de trabajadores por usuarios en la Corporación.

El *Plan de Inversiones* de CNEL EP, en alineación con el Plan Maestro de Electrificación (PME) 2024-2033 del Ministerio de Energía y Minas y el Plan Estratégico Institucional actualizado (PEI) 2021-2025, cuenta con un presupuesto de USD 187,07 millones, asignando un 51% para proyectos de expansión y 49% para proyectos de calidad para el presente año.

El Plan Financiero, detalla la situación financiera crítica del año 2024, los ingresos operacionales presupuestados para el año 2024 ascendían a USD 1.654,95 millones, sin embargo, en la práctica, los mismos no se dieron debido al estiaje severo que conllevó en una reducción de la facturación total (pasó de USD 1.590,13 millones en 2023 a USD 1.564,09 millones al cierre del 2024) y del porcentaje de recaudación total (se redujo de 97,64% en 2023 a 96,48% al cierre de 2024). No obstante, los gastos y costos operacionales incrementaron drásticamente, principalmente, debido a los altos costos de compra de energía a Colombia, que ascendieron a USD 288,81 millones, por un total de 886.620,315 MWh, a un costo promedio de 0,33 USD/KWh, por lo que el resultado neto del estado de resultado para el año 2024 es negativo con USD 372,64 millones de dólares.

El costo de la compra de energía se incrementó entre 2023 a 2024 en un 17,47%, pasando de USD 963,17 millones en 2023, a USD 1.131,47 millones, por lo que el déficit presupuestario en este rubro al cierre del 2024 fue de USD 230,78 millones, considerando un presupuesto asignado de USD 900,69 millones. En tal sentido, considerando que el presupuesto prorrogado mantiene la asignación inicial de compra de energía, y considerando la proyección de compra de energía para el 2025, el déficit presupuestario de este rubro se incrementaría a USD 268,46 millones.

El desarrollo de este Plan General de Negocios, Expansión e Inversión 2025, nos permitirá detallar las estrategias y las acciones propuestas, para poder mejorar la situación comercial, operativa y técnica actual, renovando y modernizando el sistema, a través de sistemas de medición inteligente, telemetría y una mayor eficiencia en el gasto operacional medición de los indicadores establecidos en cada uno de los planes comerciales, de operación y mantenimiento, expansión, inversión y financiero que se encuentran alineados a los objetivos estratégicos. El seguimiento y monitoreo de los resultados de los indicadores del

³ Los conceptos de cada uno de los programas se detallan en el capítulo 6 Plan de Inversiones.

mencionado plan, se lo podrá realizar mensualmente a través del Boletín Empresarial del Plan de Negocios, en el que se detallarán los resultados mensuales y su porcentaje de cumplimiento versus la meta planteada; así como también, los principales temas relevantes de la Corporación para conocimiento tanto de los Entes Gubernamentales y de la Gerencia General de la Corporación para la oportuna toma de decisiones.

Mgs. Osmar Ángel Erazo Marín
Gerente General, Subrogante

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Reseña histórica

La Empresa Corporación Nacional de Electricidad CNEL S.A. se constituyó mediante escritura pública de fusión otorgada el 15 de diciembre de 2008, ante el Dr. Humberto Moya Flores, Notario Trigésimo Octavo del cantón Guayaquil, debidamente inscrita en el Registro Mercantil del mismo cantón el 16 de enero del 2009, por medio de la cual se fusionaron las Empresas de Distribución Bolívar S.A., Regional El Oro S.A., Regional Esmeraldas S.A., Regional Guayas-Los Ríos S.A., Manabí S.A., Milagro C.A., Los Ríos S.A., Santo Domingo S.A., Península de Santa Elena S.A. y, Regional Sucumbíos S.A., disueltas por efectos de la fusión llevada a cabo; cuyo objeto social era la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica; el 100% del paquete accionario corresponde al sector público siendo el único accionista, según los registros del Libro de Acciones y Accionistas, el Ministerio de Energía y Minas (MEM).

Con fecha 13 de marzo de 2013, se expidió el Decreto Ejecutivo No. 1459, mediante el cual se creó la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP; en el cual se determina que el capital inicial constituye la suma de las cuentas que conforman el patrimonio de CNEL Corporación Nacional de Electricidad S.A., subrogándose sus activos, pasivos, derechos y obligaciones.

El Directorio del CONELEC, mediante Resolución Nro. 013/13, adoptada en sesión de 21 de mayo de 2013, autorizó al Director Ejecutivo del CONELEC, para que suscriba el Título Habilitante a favor de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, con el objeto de regularizar la situación operativa de la prestación de los servicios públicos de distribución y comercialización de energía eléctrica y alumbrado público general; y actividades de generación en el área de prestación de servicios asignada.

El 17 de septiembre de 2014, se concretó la fusión por absorción de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil EP, hacia la Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, creándose la Unidad de Negocio Guayaquil. El 5 de marzo de 2015 mediante Resolución No. GG-RE-101-2015 se creó la Unidad de Eficiencia Energética sumando un total de 12 Unidades de Negocio que conforman la Corporación.

En los últimos años CNEL EP, con una fuerte inversión en el desarrollo de proyectos, ha fortalecido la infraestructura civil, tecnológica y el sistema eléctrico de subtransmisión, distribución y alumbrado público en su área de servicio, lo que, sumado a las políticas, planes de operación, mantenimiento y comerciales, así como la incorporación de nuevos técnicos capacitados y debidamente equipados, ha hecho posible mejorar los indicadores de calidad del servicio.

1.2. Objeto Social

La Corporación, según lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo Nro. 1459 del 13 de marzo de 2013, en su artículo 2 señala que el objeto de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad comprende lo siguiente:

“Brindar el servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, dentro del área asignada a la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP, bajo el régimen de exclusividad regulado por el Estado, a efectos de satisfacer la demanda de energía eléctrica, en las condiciones establecidas en la normativa aplicable al sector eléctrico y suministrar electricidad a los consumidores. Podrá también dedicarse a actividades de generación en aquellas centrales actualmente autorizadas para operar y suministrar electricidad a los consumidores. La Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP, para el cumplimiento de su objeto social, podrá celebrar convenios, contratos, acuerdos, o actos permitidos por las leyes ecuatorianas, que directa o indirectamente se relacionen con su objeto o el giro de negocio de la empresa”.

1.3. Misión y Visión

La Misión de CNEL EP, que constituye el propósito y razón de ser de la Corporación, y la Visión que es la fotografía en el largo plazo, se detallan a continuación:

Misión

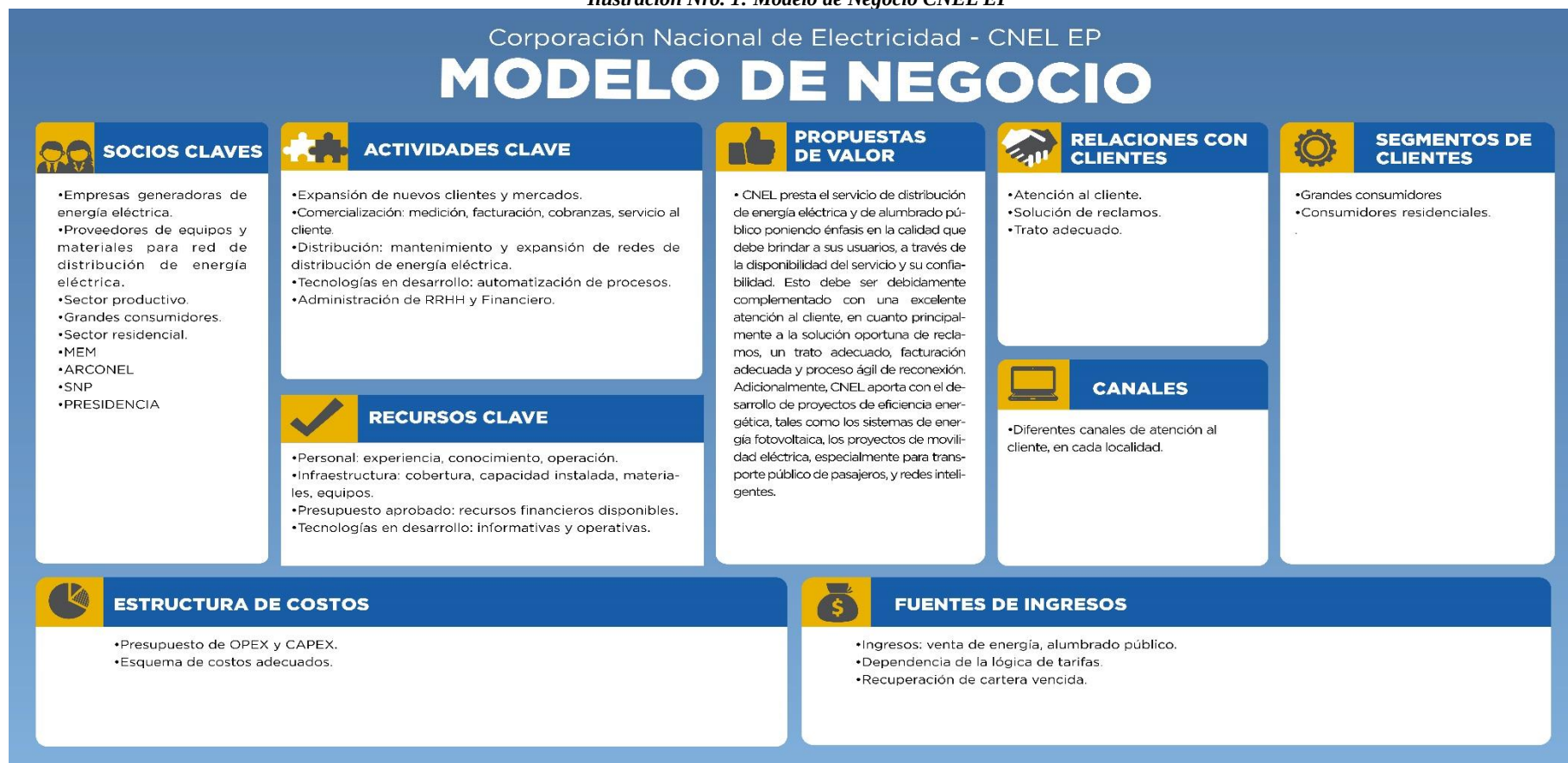
“Distribuir y comercializar energía eléctrica, gestionando la expansión de la cobertura del servicio, con calidad y eficiencia, en un marco de sostenibilidad considerando aspectos técnicos, valor social y de cuidado del medio ambiente para lograr la satisfacción de nuestros clientes.”

Visión

“Para el 2025, ser la empresa pública referente en el sector eléctrico del país en términos de eficiencia y modernización, dentro de un marco de sostenibilidad.”

1.4. Modelo de Negocio

Ilustración Nro. 1: Modelo de Negocio CNEP



1.5. Servicios

La Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP, entrega los siguientes servicios:

Servicio público de energía eléctrica

Servicio de alumbrado público general

- ✓ **Servicio público de energía eléctrica (SPEE):** Servicio prestado a los usuarios finales que mantienen vigente un contrato de suministro con CNEL EP y se encuentran geográficamente ubicados dentro del área de prestación de servicios definida en el Título Habilitante, cuyas obligaciones económicas son dependientes de los niveles de demanda de potencia y energía mensual, el nivel de voltaje asociado al punto de entrega, la tarifa aplicada (Residencial, Comercial, Industrial u Otros), los cargos tarifarios dispuestos por la ARCONEL y los resultados de liquidación realizados en su proceso de facturación. Este servicio de energía eléctrica comprende además el **Servicio de Carga de Vehículos Eléctricos**, el mismo que tiene un alcance en la implementación, administración, operación y mantenimiento de la infraestructura para la carga de energía este tipo de vehículos, prestada por una persona natural o jurídica debidamente habilitada por las empresas eléctricas de distribución y comercialización; o por las empresas eléctricas de distribución y comercialización habilitadas por el ministerio del ramo y para lo cual debe constar en su título habilitante.
- ✓ **Servicio de alumbrado público general (SAPG):** Es el servicio prestado por CNEL EP para la iluminación de vías públicas para el tránsito de personas y vehículos. Excluye la iluminación de las zonas comunes de unidades inmobiliarias declaradas como propiedad horizontal y la iluminación pública ornamental e intervenida.

De acuerdo a la nueva Ley Orgánica de Competitividad Energética (LOCE) y de acuerdo a su Reglamento en su artículo 164 indica que el Costo del Servicio de Alumbrado Público General comprenderá los costos de las empresas eléctricas de distribución y comercialización dedicadas a la prestación de dicho servicio y, según sea el caso, de las empresas mixtas autorizadas, empresas privadas, empresas estatales extranjeras o empresas de economía popular y solidaria delegadas por el ministerio del ramo, aplicando para el efecto los cargos fijos y variables correspondientes, conforme lo establecido en la normativa respectiva.

1.6. Infraestructura

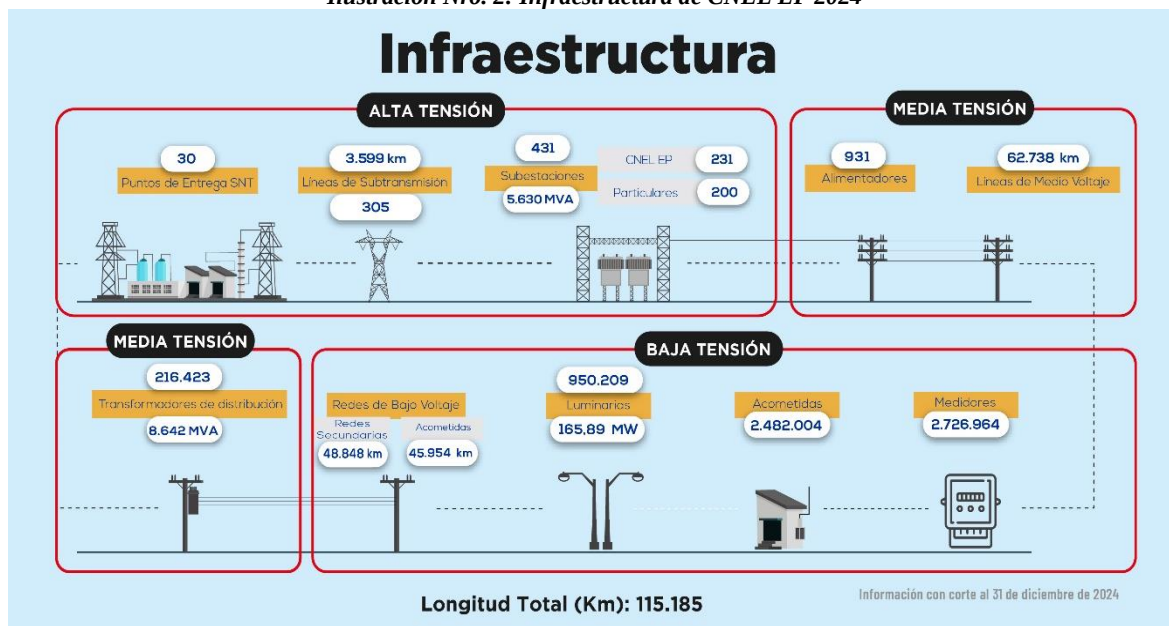
Los elementos del sistema son los siguientes:

Alto Voltaje: Subtransmisión (69 kV): A nivel de subtransmisión se cuenta con 30 puntos de entrega, donde recibe la energía eléctrica desde las Centrales de CELEC EP. El total de Líneas de Subtransmisión suman 305 y 3.599 km de longitud de red, existen 431 Subestaciones (231 CNEL EP y 200 particulares) con una capacidad total de 5.630 MVA.

Medio Voltaje: Alimentadores (13.8 kV): El total de alimentadores en CNEL EP es de 931 con 62.738 km de longitud de red propia. Así mismo, los transformadores propios ascienden a 164.546, mientras que los particulares a 51.877, totalizando 216.423 transformadores de distribución con una capacidad instalada total de 8.642 MVA.

Bajo Voltaje: Secundario (240/120 V). El total de red secundaria en CNEL EP es de 48.848 km de longitud, existen 2.482.004 acometidas que suman un total de 45.954 km a nivel territorial, la cantidad de luminarias totales es de 950.209 con 165,89 MW y 2.726.964 medidores. En la siguiente ilustración podemos observar la infraestructura de la Corporación en alta, media y baja tensión a diciembre de 2024.

Ilustración Nro. 2: Infraestructura de CNEL EP 2024



Fuente: Gerencia de Planificación

*Datos con corte a Diciembre 2024

1.7. Situación actual

A continuación, se detalla la situación histórica hasta el año 2024 y la proyección para el 2025:

1.7.1. Clientes Regulados

Al cierre del 2024 la Corporación contó con 2.729.214 clientes regulados (sin considerar alumbrado público), esto es el 48% del total de clientes de las empresas eléctricas a nivel nacional. De acuerdo a la tabla Nro. 1, se puede ver el detalle de los clientes regulados por Unidad de Negocio, y se puede observar una proyección para el año 2025. Los clientes de CNELEP decrecieron en 0,04% durante el año 2024, en comparación con el año 2023, esto principalmente debido al proceso de depuración de clientes derivados de la implementación del sistema comercial SAP, considerando que durante el 2024 migraron a este sistema 6 de las 11 Unidades de Negocio, cabe mencionar que este proceso de depuración fue parte de los requisitos de implementación del SAP, a fin de evitar el registro de clientes que actualmente no registran consumos por diversos factores, así mismo este proceso impactó en el número de clientes más no en la deuda mantenida por los mismos. A nivel de Unidades de Negocio se registró crecimiento en: Bolívar, El Oro, Guayaquil, Manabí, Santo Domingo y Sucumbíos.

Por otro lado, se registró disminución de clientes en las Unidades de Negocio Esmeraldas, Santa Elena, Los Ríos, Guayas Los Ríos, Milagro. En el caso de Santa Elena, la disminución se sustenta en el traspaso del área de servicio de Playas a la Unidad de Negocio Guayaquil. Otro de los factores que impactó en menor grado y de manera general es el proceso de depuración de catastro de clientes.

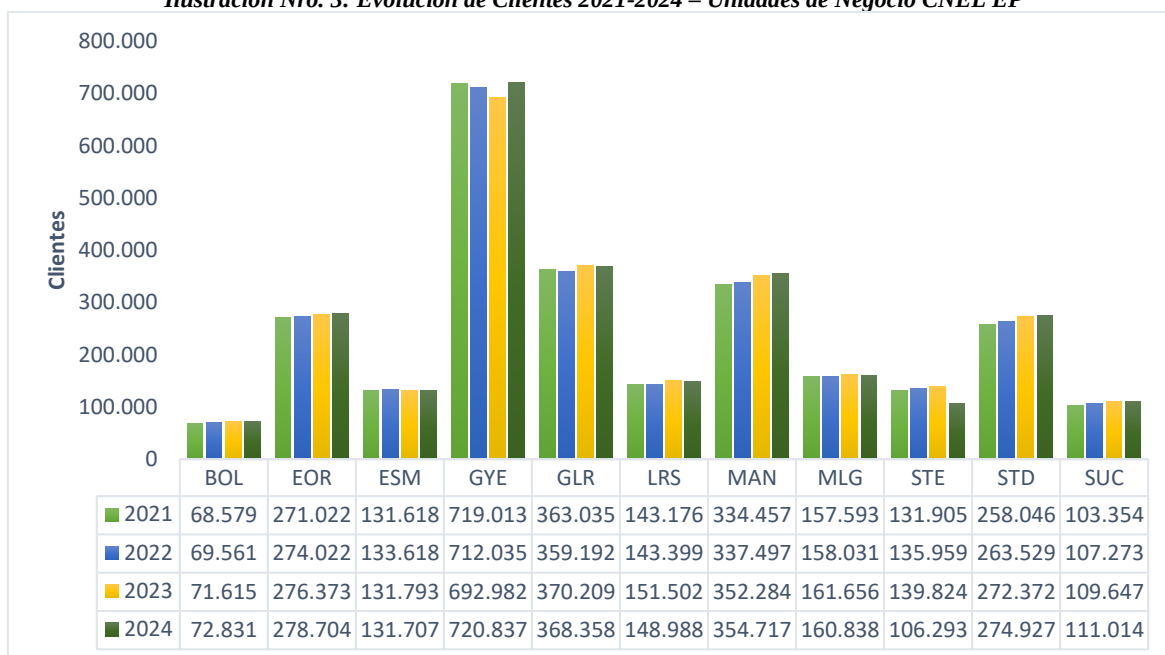
Al cierre del 2024 la cantidad de clientes regulados ascendió a 2.729.214 (sin considerar alumbrado público). La proyección para el año 2025 es de 2.773.154, es decir, un 1,61% más que la cantidad de clientes al cierre del año 2024.

Tabla Nro. 1: Evolución total de clientes regulados por Unidades de Negocios 2021 -2024 y Proyección 2025

Unidad de Negocio	2021	2022	2023	2024	2025 (*)	Variación 2023-2024
BOL	68.579	69.561	71.615	72.831	74.004	1,70%
EOR	271.022	274.022	276.373	278.704	283.191	0,84%
ESM	131.618	133.618	131.793	131.707	133.827	-0,07%
GYE	719.013	712.035	692.982	720.837	732.442	4,02%
GLR	363.035	359.192	370.209	368.358	374.289	-0,50%
LRS	143.176	143.399	151.502	148.988	151.387	-1,66%
MAN	334.457	337.497	352.284	354.717	360.428	0,69%
MLG	157.593	158.031	161.656	160.838	163.427	-0,51%
STE	131.905	135.959	139.824	106.293	108.005	-23,98%
STD	258.046	263.529	272.372	274.927	279.353	0,94%
SUC	103.354	107.273	109.647	111.014	112.801	1,25%
CNELEP	2.681.798	2.694.116	2.730.257	2.729.214	2.773.154	-0,04%

Fuente: Gerencia Comercial/Dirección de Catastro y Facturación/Dirección de Planificación Eléctrica
(*) Proyección de clientes 2025

Ilustración Nro. 3: Evolución de Clientes 2021-2024 – Unidades de Negocio CNELEP



Fuente: SISDAT

1.7.2. Clientes No Regulados

Con relación a los clientes No regulados, a continuación, en la tabla Nro. 2, se detalla su evolución desde el año 2021 hasta el año 2024 y la proyección para el año 2025.

Tabla Nro. 2: Evolución de Clientes No Regulados 2021-2024 y proyección 2025

Año	# Clientes	Variación
2021	100	-
2022	90	-10,00%
2023	91	1,11%
2024	88	-3,30%
2025*	88	-

Fuente: Gerencia Comercial/Dirección de Catastro y Facturación
(*) Proyección de clientes 2025

1.7.3. Consumo de Energía clientes regulados

Con relación al consumo de clientes regulados, se puede observar en la tabla Nro. 3, que el consumo de energía eléctrica durante el año 2024 alcanzó los 14.664.702,70 MWh; en esta tabla también se puede apreciar los consumos por Unidad de Negocio y grupo de consumo, correspondiendo al grupo residenciales los de mayor consumo de energía eléctrica.

Los clientes residenciales representan el 90,77% del total de clientes y su consumo de energía eléctrica facturada alcanza el 34,79%; mientras tanto, en cuanto a cantidad de clientes los industriales representan el 0,24%, sin embargo, su consumo alcanza el 25,83% de la energía facturada. Otro grupo importante de consumo son los clientes comerciales, quienes consumen el 17,83% de la energía facturada, siendo el 7,67% de los clientes. El

grupo de “otros clientes”, representa el 1,32% y su consumo es del 15,94%; alumbrado público representa el 5,60% del consumo facturado de energía.

Tabla Nro. 3: Consumo de Energía en MWh – Clientes Regulados 2024

Consumo Energía REGULADOS (MWh) 2024						
Unidad de Negocio	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Alumbrado Público	Total Consumo Energía (MWh)
BOL	53.459,19	15.668,30	585,17204	8.188,76	20.127,72	98.029,14
EOR	464.554,02	187.315,94	408.152,31	213.956,87	107.899,57	1.381.878,70
ESM	199.064,62	64.881,55	173.772,07	93.624,29	51.473,65	582.816,18
GYE	1.911.294,37	1.233.144,93	1.374.646,22	651.470,43	181.374,13	5.351.930,07
GLR	915.807,31	374.671,21	605.976,18	444.375,80	110.262,61	2.451.093,11
LRS	216.916,51	75.159,03	40.240,87	54.958,12	30.157,35	417.431,88
MAN	661.408,73	289.467,68	264.807,69	286.439,89	129.564,27	1.631.688,26
MLG	256.629,12	120.783,22	407.298,17	273.924,70	47.390,92	1.106.026,13
STE	185.927,57	87.712,52	76.864,70	155.894,02	35.813,62	542.212,43
STD	347.629,58	206.933,58	113.500,35	88.675,27	82.644,68	839.383,45
SUC	150.788,82	85.491,18	405.367,74	51.518,14	38.006,00	731.171,88
Total	5.363.479,84	2.741.229,13	3.871.211,46	2.323.026,29	834.714,51	15.133.661,23
%	35,44%	18,11%	25,58%	15,35%	5,52%	100,00%

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT
Datos a diciembre 2024

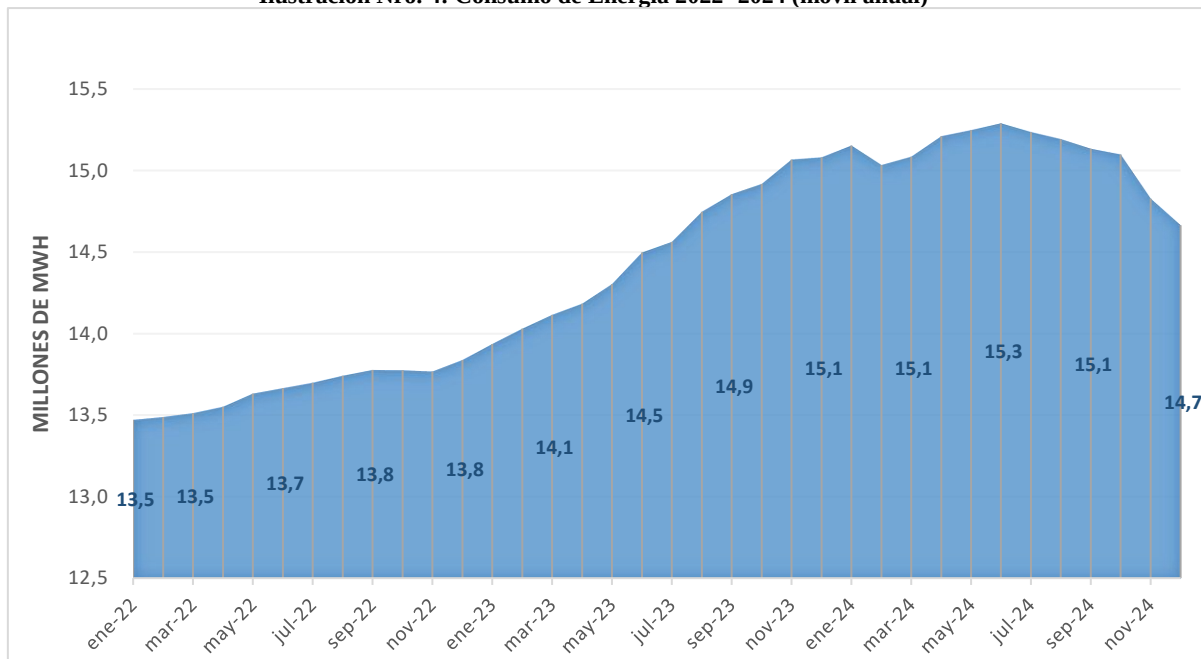
A continuación, se puede observar en la tabla Nro. 4, el comportamiento del consumo de energía eléctrica facturada entre los años 2022 y 2024. Durante el año 2024 se observa un decremento del 2,76% con relación al año 2023. Esta reducción en el consumo de energía facturada fue el impacto del fuerte estiaje ocurrido en Ecuador, los mismos que generaron racionamientos importantes de energía para los meses de abril, y de septiembre a diciembre de 2024.

Tabla Nro. 4: Variación de Consumo de Energía Facturada (MWh) 2022-2024

UN	2022	2023	2024	Variación 2023-2024
BOL	90.464,11	95.988,47	95.179,12	-0,84%
EOR	1.264.326,92	1.277.391,32	1.303.433,35	2,04%
ESM	503.552,86	531.535,87	556.615,93	4,72%
GYE	4.593.705,43	5.120.093,17	5.164.632,98	0,87%
GLR	2.216.012,87	2.518.464,29	2.380.386,53	-5,48%
LRS	396.834,82	452.130,00	400.928,64	-11,32%
MAN	1.503.331,87	1.737.730,58	1.544.579,96	-11,12%
MLG	1.001.976,78	1.021.227,79	1.203.730,56	17,87%
STE	727.976,16	707.278,84	523.564,39	-25,97%
STD	760.340,63	824.896,83	798.843,99	-3,16%
SUC	778.791,22	794.691,29	692.807,25	-12,82%
Total	13.837.313,67	15.081.428,45	14.664.702,70	-2,76%

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT
Datos a diciembre 2024

Ilustración Nro. 4: Consumo de Energía 2022 -2024 (móvil anual)



Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT

1.7.4. Consumo de Energía clientes No regulados

Con relación al consumo de energía de clientes No regulados⁴ se caracteriza principalmente por tener la ventaja de poder negociar la tarifa con sus comercializadores correspondientes ya sea un generador o autogenerador público o privado. Los criterios que se usan para determinar si un usuario puede acceder a ser tratado como consumidor no regulado, se basan en las regulaciones pertinentes. Los clientes No regulados a través de los acuerdos bilaterales con la Corporación, determinan el consumo de energía que van a generar y para lo cual necesitan la red para su conexión. Al incrementar la energía, sin acuerdo alguno o sin permiso, limita la calidad de energía que es distribuida a los otros clientes especialmente a los Regulados.

En la siguiente tabla se presenta el consumo histórico de energía eléctrica de los clientes no regulados durante el período 2020 – 2024. Para el período 2024, se observa una disminución del 2,33% del consumo de energía eléctrica, con relación al cierre del año 2023.

⁴ De acuerdo a la Regulación Nro. ARCERNNR 006/23 el consumidor No regulado es la persona jurídica autorizada para conectar sus instalaciones a la red de distribución o de transmisión, mediante la suscripción de un contrato de conexión; a fin de abastecer sus requerimientos de energía desde un generador o un autogenerador o ambos, a través de la suscripción de contratos bilaterales. Esta persona jurídica puede ser un gran consumidor o el consumo propio de un autogenerador.

Tabla Nro. 5: Consumo de Energía – Clientes No Regulados 2020-2024

Consumo Energía NO REGULADOS (MWh)		
Año	Consumo energía (MWh)	%
2020	893.203,16	-
2021	998.987,47	11,84%
2022	1.081.308,60	8,24%
2023	1.104.142,19	2,11%
2024*	1.088.552,56	-1,41%

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT
Información a diciembre 2024

1.7.5. Venta de Energía

La facturación de energía correspondiente a clientes regulados durante el año 2024 asciende a 1.393,73 millones de USD, esto es, un decremento del 0,67% respecto a lo facturado en el año 2023 y el valor facturado por concepto de clientes No Regulados fue de 7,23 millones de USD. La suma total de venta de energía por concepto de clientes regulados y No regulados es de 1.400,96 millones de USD que incluyen los valores por servicio de alumbrado público. También se detalla los porcentajes de recaudación por venta de energía regulados, que al 2024 alcanza el 95,32% que traducido a dólares es 1.328,54 millones de USD como se lo puede observar a continuación en la tabla Nro. 6.

Tabla Nro. 6: Evolución de Facturación por venta de energía 2021-2024 en millones de USD

Venta de energía	2021	2022	2023	2024
Facturación clientes regulados* (millones de USD)	1.227,76	1.267,77	1.403,18	1.393,73
Facturación clientes No regulados (millones de USD)	4,98	4,54	4,79	7,23
Total Facturación de energía (millones de USD)	1.232,74	1.272,31	1.407,97	\$1.400,96
Precio Medio de Venta clientes regulados (Ctvs./KWh)	9,04	9,08	9,16	9,39
Recaudación energía clientes regulados (millones de USD)	1.246,18	1.266,73	1.364,81	\$1.328,54
Montos no recaudados por energía clientes regulados (millones de USD)	- 13,44	5,58	43,16	\$72,42
Recaudación energía clientes regulados (%)	101,50%	99,92%	97,27%	95,32%

Elaborado: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT

Información a diciembre 2024

(*) Incluye Alumbrado Público 2024 \$ 93,60

A continuación, en la tabla Nro. 7 se puede revisar el número de clientes y la facturación de energía de los años 2023 y 2024 por grupo de consumo. Los clientes que más representan para la facturación de la Corporación, son los clientes industriales y comerciales como lo podemos ver más adelante de acuerdo al principio de Pareto en el punto 2.2 Clientes.

Tabla Nro. 7: Facturación de Energía y # de clientes regulados

Grupo de Consumo (Regulado)	2023				2024			
	# Clientes	% Clientes	Facturación de Energía USD	% Facturación de Energía	# Clientes	% Clientes	Facturación de Energía USD	% Facturación de Energía
Residencial	2.475.711	90,68%	\$564.102.033,70	40,20%	2.477.210	90,77%	\$543.787.014,09	39,02%
Comercial	211.412	7,74%	\$292.611.949,87	20,85%	209.289	7,67%	\$275.244.705,23	19,75%
Industrial	6.895	0,25%	\$301.441.149,02	21,48%	6.684	0,24%	\$344.130.682,77	24,69%
Otros	36.239	1,33%	\$147.864.668,48	10,54%	36.031	1,32%	\$136.972.794,43	9,83%
Alumbrado Público	11	0,00%	\$97.157.651,81	6,92%	11	0,00%	\$93.599.781,98	6,72%
Total	2.730.268	100,00%	\$1.403.177.452,88	100,00%	2.729.225	100,00%	\$1.393.734.978,50	100,00%

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT
Información a diciembre 2024

Del mismo modo podemos observar en la tabla Nro. 8 la facturación de energía de clientes No regulados en USD con su respectiva variación, y se puede observar que este tipo de clientes tuvo una reducción de 100 a 91 clientes entre el año 2021-2023. Al cierre del año 2024, se registraron 88 clientes.

Tabla Nro. 8: Facturación Energía No Regulados

Año	# Clientes	USD Facturación Energía	Variación Facturación Energía
2021	100	4.975.202,49	-
2022	90	4.541.754,21	-8,71%
2023	91	4.790.606,84	5,48%
2024	85	6.775.780,09	41,44%

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT
Información a diciembre 2024

1.7.6. Compra de energía

La compra de energía corresponde al monto que CNELEP debe pagar por concepto de compra de energía eléctrica proveniente del mercado eléctrico. Esta energía se genera en las centrales de generación, es transportada a través del Sistema Nacional Interconectado y finalmente es distribuida por CNELEP hasta el consumidor final. Estos rubros que CNELEP debe asumir, sirven de financiamiento para que las empresas de generación y transmisión, participantes del sector eléctrico, puedan cubrir sus anualidades de costos de operación e inversión.

Es importante realizar un análisis comparativo desde el año 2020 hasta el 2024 del volumen tanto energético como monetario de esta compra de energía, de tal manera que se pueda luego realizar una estimación para lo correspondiente al año 2025. Para los periodos 2021 y 2022, CNELEP experimentó un crecimiento promedio del 3,15% anual en el volumen

energético comprado al mercado eléctrico, sin embargo, experimentó un fuerte crecimiento del 15,38% para el año 2023. Este crecimiento constante de los últimos años, sumado a la indisponibilidad del parque térmico y al fuerte estiaje ocurrido en Ecuador, dieron origen a racionamientos importantes de energía para el 2023 y en mayor cantidad para el año 2024 (meses de abril y de septiembre a diciembre 2024).

Con estas consideraciones antes descritas se reporta que, en diciembre de 2024, la compra de energía fue de 19.105 GWh, con un costo de compra total de USD 1.131,47 millones.

Tabla Nro. 9: Histórico compra de energía 2020 - 2024

Año	Compra de energía (GWh)	Costo de compra de energía (USD)	Costo medio de energía (USD/KWh)	Variación Compra de energía (GWh)	Variación Costo de Energía (USD)
2020	15.873	\$546.568.008	\$0,03	-	-
2021	16.416	\$583.360.200	\$0,04	3,42%	6,73%
2022	16.888	\$666.589.887	\$0,04	2,88%	14,27%
2023	19.485	\$963.170.312	\$0,05	15,38%	44,49%
2024	19.105	\$1.131.468.109	\$0,05	-1,95%	17,47%

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Eléctrica

Una primera versión del Estudio de Costos 2024 aprobado por la ARCONEL en el 2023, asignaba un costo de compra de energía 2024 para CNELEP de USD 821,71 millones; sin embargo, para julio 2024, la ARCONEL realizó un ajuste a dicho Estudio de Costos asignando un valor de USD 1.060,06 millones para la compra de energía.

A diciembre 2024, CNELEP registra un valor codificado de compra de energía de USD 900,69 millones, por lo que existe un déficit presupuestario de USD 192,22 millones.

Se formuló una solicitud de aprobación al Ministerio de Finanzas, ya que al ser Empresa Pública, debemos pedir el aval al MEF. Se solicitó que se apruebe incrementar el techo presupuestario. Al no obtener un dictamen favorable de finanza, no pudo ser viable.

Tabla Nro. 10: Análisis presupuestario compra de energía (Millones de USD)

Costo de compra de energía presupuesto 2024	Costo de compra energía presupuestado 2024	Costo de compra de energía de 2024	Déficit Presupuestario 2024	Costo de compra energía Proyectado 2025
\$900,69	\$900,69	\$1.131,47	\$230,78	\$1.169,15
Codificado	devengado	Costo real		

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Eléctrica
Información a diciembre 2024

Finalmente, considerando un incremento del volumen energético para el 2025 respecto del 2024, de alrededor del 3%, así como un incremento en el precio medio de compra respecto del 2024, se proyecta un costo de compra de energía de USD 1.169,15 millones para el año 2025., correspondiente a 19.776 GWh, con un costo medio de 0,059 USD/KWh.

Considerando la asignación inicial de USD 900,69 millones, de acuerdo al presupuesto prorrogado, el déficit ascendería a USD 268,46 millones. Con el presupuesto prorrogado considerando el costo medio de compra, se podrían comprar 15.235 GWh durante el 2025.

1.7.7. Balance de energía

El consumo de energía por parte de CNELEP ha decrecido en un 1,04% al cierre del año 2024, con relación al año 2023. En la tabla Nro. 12 se puede revisar el Balance de Energía con corte al mes de diciembre 2024 en MWh.

Tabla Nro. 11: Balance de Energía 2024

Balance Energético (Año móvil)	2024
Energía disponible sistema (MWh)	20.127.758,89
(-) Facturación clientes regulados SPEE (MWh) + SAPG(*)	15.063.925,35
(-) Facturación clientes no regulados (MWh)	1.078.414,01
(-) Energía entregada a terceros (MWh)	575,00
Pérdidas totales (MWh)	3.984.844,54
Pérdidas totales (%)	19,80%

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT
Información a Diciembre 2024

(*) Aplicación del Consumo Promedio Real Calculado de energía para el balance en función a Oficio Nro. ARCERNNR-CTRCE-2024-0420-OF de 15 de marzo de 2024

A continuación, en la tabla Nro. 12 se detallan las pérdidas técnicas⁵ y No técnicas⁶ en USD y en MWh a diciembre del 2024; así como también, en la tabla Nro. 13 las pérdidas en USD por Unidad de Negocio:

Tabla Nro. 12: Pérdidas de Energía en USD y MWh

Diciembre 2024				
2024		Pérdidas Técnicas	Pérdidas no Técnicas	Pérdidas totales
	USD	\$80.523.114,21	\$245.661.340,04	\$326.184.454,26
	MWh	1.369.067,23	2.615.777,31	3.984.844,54
	% ⁷	6,80%	13,00%	19,80%

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT
Información a diciembre/24

En la tabla Nro. Se presenta un detalle comparativo al cierre del mes de diciembre de 2024 entre las pérdidas de energía de energía eléctrica de las distribuidoras del país.

⁵ Las pérdidas técnicas de energía son las que ocurren en la red eléctrica durante la generación, transmisión y distribución de la electricidad. Son inevitables y forman parte de la energía que no se aprovecha. Una de las principales causas es el calentamiento de los conductores eléctricos, transformadores entre otros.

⁶ Las pérdidas no técnicas de energía son la energía consumida pero no registrada o facturada. Se pueden deber a errores en la facturación, hurto de energía o clientes no registrados.

⁷ El porcentaje de pérdidas de energía se mide con respecto a la Energía Disponible del Sistema

Tabla Nro. 13: Comparativo de pérdidas de energía con las demás distribuidoras

Unidad de Negocio	Energía Disponible Sistema Año Móvil (MWh)	Energía Pérdida Sistema Año Móvil (MWh)	Pérdidas Técnicas de Energía Año Móvil (%)	Pérdidas No Técnicas de Energía Año Móvil (%)	Pérdidas de Energía Año Móvil (%)
CNELEP	20.127.758,89	3.984.844,54	6,80%	13,00%	19,80%
Otras Eds					
E.E. Ambato	766.458,23	43.320,85	5,48%	0,17%	5,65%
E.E. Azogues	97.274,48	5.285,58	4,76%	0,67%	5,43%
E.E. Centro Sur	1.257.159,27	81.078,23	6,12%	0,33%	6,45%
E.E. Cotopaxi	651.732,72	68.106,30	7,98%	2,47%	10,45%
E.E. Galápagos	75.352,78	1.939,12	2,48%	0,09%	2,57%
E.E. Norte	759.163,58	80.533,99	6,14%	4,46%	10,61%
E.E. Quito	4.493.933,57	294.322,03	5,08%	1,47%	6,55%
E.E. Riobamba	434.337,76	32.271,11	6,08%	1,35%	7,43%
Total Otras Eds	8.535.412,39	606.857,22	5,61%	1,50%	7,11%
TOTAL	28.663.171,29	4.591.701,75	6,45%	9,57%	16,02%

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT
Información a diciembre/24

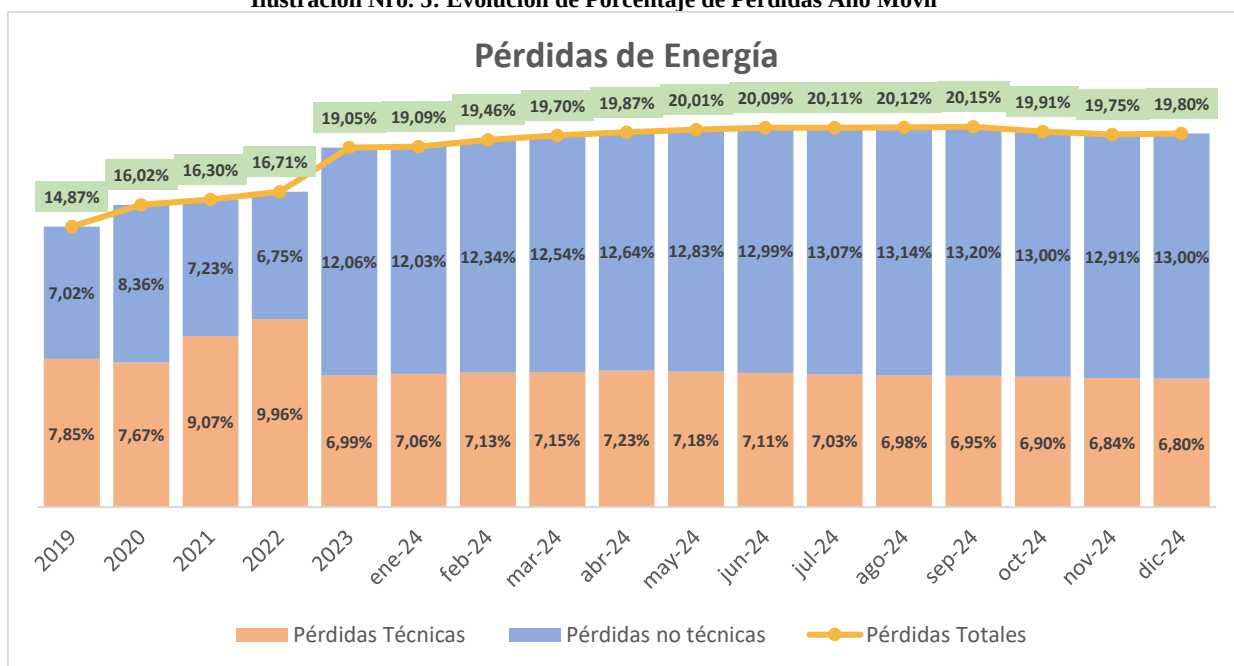
Tabla Nro. 14: Pérdidas de Energía en USD – dólares por Unidad de Negocio

Unidad de Negocio	Costo Medio Pérdidas Técnicas	Costo Medio Pérdidas NO Técnicas	Costo Total Medio de Pérdidas
GYE	\$26.243.564,70	\$78.447.507,00	\$104.689.666,01
MAN	\$12.594.846,41	\$50.368.844,84	\$62.974.075,76
GLR	\$13.548.835,53	\$43.635.258,88	\$57.186.094,25
EOR	\$8.079.909,78	\$19.924.601,43	\$28.000.402,59
MLG	\$5.040.897,99	\$10.987.316,54	\$16.024.396,47
ESM	\$2.312.781,88	\$13.258.855,43	\$15.577.030,26
LRS	\$3.002.477,74	\$12.229.794,87	\$15.234.941,53
STE	\$2.461.118,68	\$8.447.252,70	\$10.909.187,61
STD	\$4.578.219,48	\$4.053.537,78	\$8.623.138,10
SUC	\$2.012.032,81	\$4.185.819,86	\$6.196.155,12
BOL	\$648.429,22	\$122.550,71	\$771.415,36
TOTAL	\$ 80.523.114,21	\$ 245.661.340,04	\$ 326.184.454,26

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT

En la ilustración Nro. 4 se puede ver el histórico de las pérdidas de energía eléctrica y en la tabla Nro. 14, se encuentra el detalle de los porcentajes de pérdidas por Unidad de Negocio durante el año 2024.

Ilustración Nro. 5: Evolución de Porcentaje de Pérdidas Año Móvil



Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT

Tabla Nro. 15: Evolución de % Pérdidas Móvil Anual

UN	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
BOL	11,50%	11,67%	10,90%	10,89%	11,11%	10,86%	10,86%	10,74%	10,48%	10,13%	10,39%	10,97%
EOR	20,74%	21,02%	21,44%	21,86%	21,73%	21,68%	21,37%	21,25%	20,97%	20,62%	20,50%	20,77%
ESM	27,47%	27,33%	27,35%	27,04%	26,69%	26,74%	26,52%	26,22%	26,21%	25,94%	25,89%	25,87%
GYE	17,76%	18,32%	18,46%	18,77%	18,92%	19,11%	19,13%	19,20%	19,18%	19,11%	18,77%	18,73%
GLR	17,75%	18,02%	18,31%	18,36%	18,52%	18,70%	18,84%	18,91%	19,34%	18,76%	18,81%	18,84%
LRS	24,23%	24,50%	25,17%	25,50%	26,26%	26,74%	27,17%	27,66%	27,87%	27,55%	27,17%	27,66%
MAN	27,62%	27,97%	28,24%	28,36%	28,84%	28,91%	29,02%	29,17%	29,32%	29,24%	29,34%	29,71%
MLG	15,14%	15,48%	15,80%	16,09%	16,35%	16,29%	16,04%	15,75%	15,57%	14,64%	14,20%	13,81%
STE	20,12%	20,30%	20,72%	20,75%	20,28%	20,20%	19,98%	19,91%	20,10%	20,05%	20,05%	19,94%
STD	12,94%	13,03%	12,96%	12,66%	12,78%	12,74%	13,04%	13,06%	12,84%	12,61%	12,68%	12,53%
SUC	9,30%	9,39%	9,50%	9,45%	9,57%	9,66%	9,65%	9,50%	9,81%	9,68%	9,71%	10,01%
%	19,09%	19,45%	19,67%	19,84%	19,99%	20,09%	20,11%	20,12%	20,18%	19,91%	19,75%	19,80%

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT

El incremento interanual de las pérdidas se debe principalmente a los siguientes factores:

- Factores socioeconómicos (ingresos) que afectan la capacidad de los clientes para pagar la factura por el servicio de energía eléctrica.
- Crecimiento de la cartera y la falta de pago por parte de clientes residenciales, incide en la desconexión definitiva de servicios eléctricos con consumos reales, los cuales se vuelven inmediatamente en hurto de energía.
- La presencia de zonas de alta peligrosidad, que restringen el acceso de nuestro personal y contratistas para la ejecución de operativos de control y regularización, constituye un factor determinante en el incremento de las pérdidas no técnicas de energía eléctrica.
- Alta rotación en los cargos jerárquicos de la CNEL EP, lo cual no ha permitido continuar con las iniciativas trazadas.
- Limitada asignación de recursos presupuestarios dificulta la inversión en reposición de redes que permitan disminuir las pérdidas de energía en los sistemas de distribución.

2. ANÁLISIS DE MERCADO

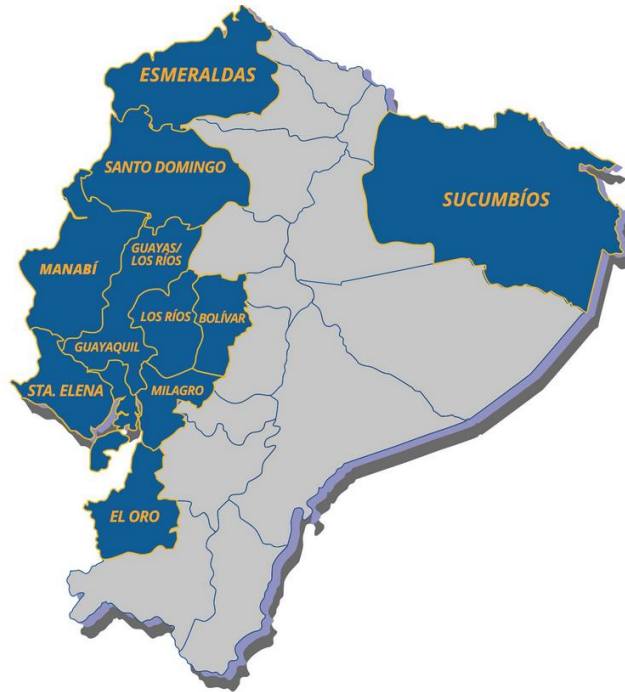
Para realizar el análisis del mercado, es importante tomar en consideración que el servicio público de energía eléctrica ha sido clasificado como sector estratégico por la Constitución de la República (Art. 313) por la importancia que reviste al ser un servicio básico, siendo el único operador dentro del área de servicio (monopolio natural).

CNEL EP brinda el servicio eléctrico de energía a los usuarios finales que mantienen vigente un contrato de suministro con la Empresa y se encuentran geográficamente ubicados dentro del área de prestación de servicios definida en el “Título Habilitante”, cuyas obligaciones económicas son dependientes de los niveles de demanda de potencia y energía mensual, el nivel de tensión asociado al punto de entrega, la tarifa aplicada (Residencial, Comercial, Industrial u Otros), los cargos tarifarios dispuestos por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL y los resultados de liquidación realizados en su proceso de facturación.

2.1. Área de Cobertura

El área de prestación de servicio asignada a la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, para brindar el servicio de energía eléctrica y alumbrado público general, abarca una superficie de 115.878 km², equivalente al 45% de los 257.215 km² del área total nacional.

Ilustración Nro. 6: Área de Cobertura CNEL EP



Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Eléctrica

2.2. Clientes

CNEL EP al mes de diciembre 2024 registró 2.729.313 clientes en total, considerando a los regulados (# 2.729.225, incluyendo alumbrado público) y no regulados (# 88) y representan el 48% del total de clientes de las empresas eléctricas distribuidoras a nivel nacional. Los clientes están segmentados por: tipo de cliente; tipo de sector; grupo de consumo y nivel de voltaje, considerando la fecha de corte de la información, los clientes se distribuyen de la siguiente forma:

Tabla Nro. 16: Segmentación de Clientes 2024

Clientes		#	Facturación USD	Total Facturación USD por segmento
Segmentación por clientes	Regulados	2.729.225	\$1.393.734.978,50	\$1.400.962.476,88
	No Regulados	88	\$7.227.498,38	
Segmentación por tipo de Sector (Regulado)	Público	23.962	\$211.283.671,67	\$1.393.734.978,50
	No Público	2.705.263	\$1.182.451.306,83	
Grupo de Consumo (Regulado)	Residencial	2.477.210	\$543.787.014,09	\$1.393.734.978,50
	Comercial	209.289	\$275.244.705,23	
	Industrial	6.684	\$344.130.682,77	
	Otros	36.031	\$136.972.794,43	

Clientes		#	Facturación USD	Total Facturación USD por segmento
	Alumbrado Público	11	\$93.599.781,98	
Nivel de Voltaje (Regulado)	Alta	146	\$221.048.357,39	\$1.393.734.978,50
	Media	20.858	\$380.292.220,35	
	Baja	2.708.221	\$792.394.400,76	

Fuente: Gerencia Comercial/Dirección de Catastro y Facturación – SISDAT
Facturación Regulados sin Alumbrado Público: USD 1.300.135.196,52; Facturación alumbrado Público: USD 93.599.781,98
Información a Diciembre 2024

En la siguiente tabla se puede observar la evolución de los clientes por tipo de sector y su consumo de energía en MWh desde el año 2020 al 2024.

Tabla Nro. 17: Evolución de clientes por tipo de sector – consumo de energía (sin considerar alumbrado público)

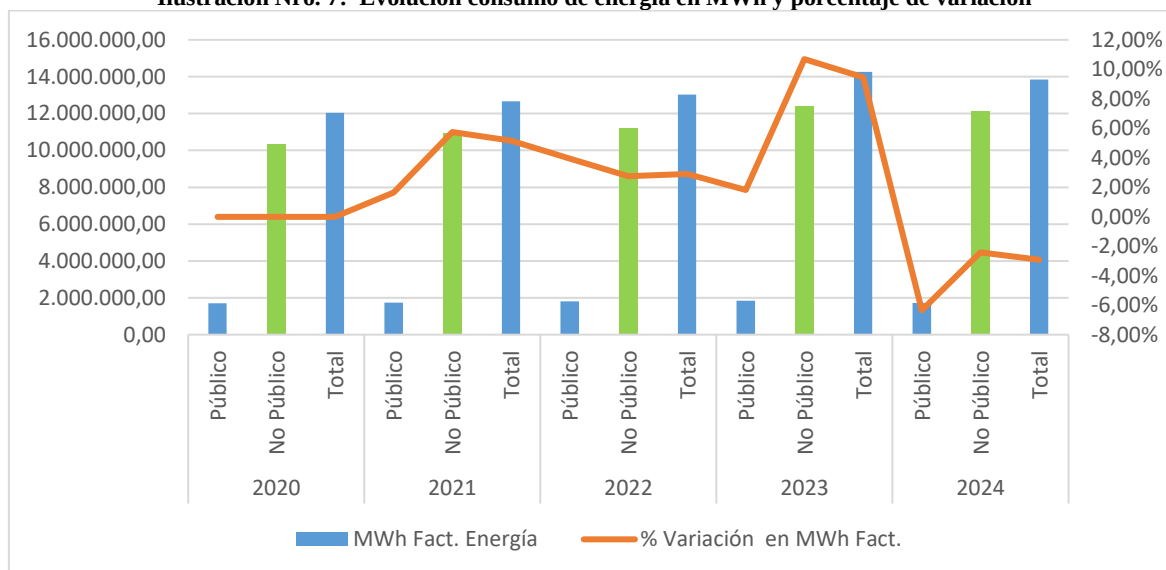
Año	Sector	# Clientes	MWh Fact. Energía	% Variación en MWh Fact.
2020	Público	21.825,00	1.707.815,51	-
	No Público	2.608.000,00	10.330.229,57	-
	Total	2.629.825,00	12.038.045,08	-
2021	Público	21.741,00	1.735.688,45	1,63%
	No Público	2.659.790,00	10.924.427,31	5,75%
	Total	2.681.531,00	12.660.115,76	5,17%
2022	Público	22.227	1.804.136,70	3,94%
	No Público	2.671.889	11.224.247,82	2,74%
	Total	2.694.116	13.028.384,52	2,91%
2023	Público	23.288	1.836.724,19	1,81%
	No Público	2.706.969	12.424.425,64	10,69%
	Total	2.730.257	14.261.149,83	9,46%
2024	Público	23.951	1.720.198,22	-6,34%
	No Público	2.705.263	12.123.510,93	-2,42%
	Total	2.729.214	13.843.709,15	-2,93%

Fuente: Gerencia Comercial
Información a diciembre 2024

Como se puede observar en la tabla Nro. 16, con relación al consumo de energía del sector público, en el que se hace el análisis, este ha aumentado de un año a otro en mayor o menor proporción, pero con una tendencia alta, como ha sido el aumento del 1,63% entre 2020 al 2021; 3,94% entre el año 2021 y 2022; en el período comprendido entre el año 2022 y 2023 el aumento ha sido del 1,81% en el consumo de energía. Para el período 2023 – 2024, debido

al fuerte estiaje que sufrió el país y en consecuencia los cortes de energía, el consumo de energía eléctrica del consumo público registró un decremento del 6,34%.

Ilustración Nro. 7: Evolución consumo de energía en MWh y porcentaje de variación



Fuente: Gerencia Comercial
Información a Diciembre 2024

De acuerdo con el principio de Pareto⁸, al mes de diciembre de 2024, los clientes de los grupos de consumo industriales y otros, representan el 1,57% del total de los clientes; sin embargo, en cuanto a la facturación, representan el 37% respecto al total, es decir, aproximadamente 500 millones de USD, una cifra bastante significativa para la Corporación. Si a este grupo incorporamos la masa de clientes comerciales, representaría en total el 9,23% del total de clientes, y el 58,17% del total del monto facturado. Esta distribución, donde un grupo minoritario de clientes, genera la mayor parte de los ingresos, resalta la importancia estratégica de estos clientes para la Corporación. En tal sentido, el plan de expansión apunta a incrementar la infraestructura y su capacidad instalada, de tal manera que permita atender nuevos clientes/sectores productivos de los diferentes segmentos de mercado.

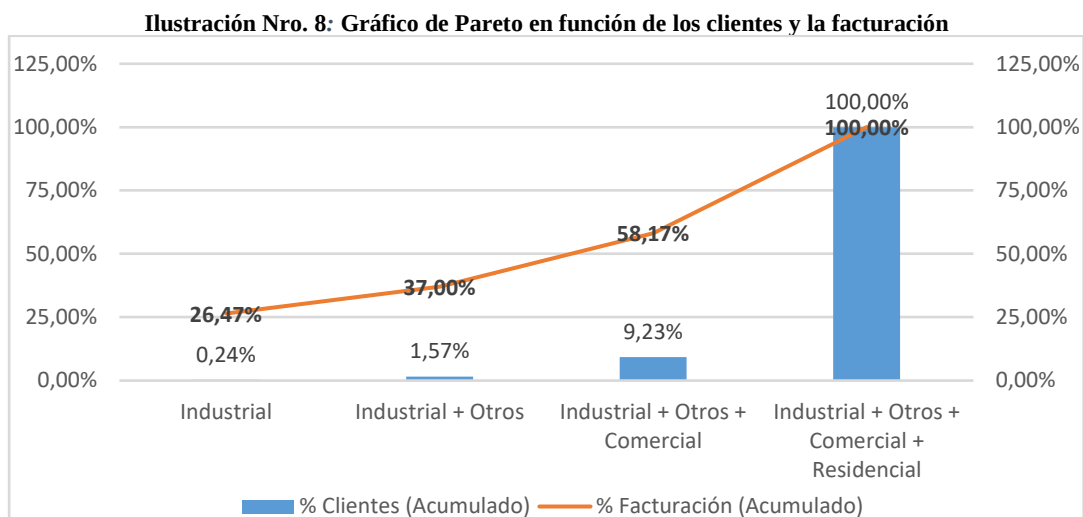
Tabla Nro. 18: Análisis del principio de Pareto sobre la Facturación de Clientes Regulados.

	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total
Total Clientes	2.477.210	209.289	6.684	36.031	2.729.214
Total Energía Facturada (MWh)	5.102.483	2.614.948	3.788.452	2.337.825	13.843.709

⁸ También conocido como la regla del 80/20, establece que aproximadamente el 80% de los resultados provienen del 20% de las causas, útil para priorizar esfuerzos y recursos en áreas clave.

	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total
Total USD Facturados Servicio Eléctrico	543.787.014	275.244.705	344.130.683	136.972.794	1.300.135.197

Fuente: Gerencia Comercial
Información a Diciembre 2024



Información a Diciembre 2024

2.2.1. Proyección de Clientes

En el 2025, se prevé un crecimiento del 1,61% de los clientes regulados; se debe tener en cuenta que los nuevos medidores también servirán para dar atención a las novedades reportadas en campo, como por ejemplo los usuarios que ya son clientes existentes y que requieren un cambio de medidor por mantenimiento. No se tiene una proyección para los clientes No regulados para el año 2025, en virtud de que la decisión del cambio de regulado a no regulado depende exclusivamente del cliente (generalmente clientes con consumos significativos de energía), y se motivan principalmente por aspectos relacionados a reducción de costos, mejora de la operatividad o por implementación de una nueva estrategia del mismo, por lo que se utiliza el supuesto de que su número se mantendrá constante, de manera histórica la variación de este número ha sido poco significativa en relación a los clientes regulados.

Tabla Nro. 19: Proyección de Clientes

Resumen para Análisis de Mercado		2024	2025*	% Variación
Segmentación por clientes	Regulados	2.729.225	2.773.165	1,61%
	No Regulados	88	88	0,00%
Segmentación por tipo de Sector(Regulado)	Público	23.962	24.348	1,61%
	No Público	2.705.263	2.748.817	1,61%
Grupo de Consumo (Regulado)	Residencial	2.477.210	2.517.093	1,61%

Resumen para Análisis de Mercado		2024	2025*	% Variación
	Comercial	209.289	212.659	1,61%
	Industrial	6.684	6.792	1,61%
	Otros ⁹	36.031	36.611	1,61%
Nivel de Voltaje (Regulado)	Alta	146	148	1,34%
	Media	20.858	21.194	1,61%
	Baja	2.708.221	2.751.823	1,61%

Fuente: Gerencia Comercial – Dirección de Catastro y Facturación

(*) Proyección al mes de diciembre 2025

Información de la columna 2024 con corte a diciembre del mismo año

2.2.2. Clientes con subsidios

Con relación a los subsidios que CNEL EP concede a sus clientes (residenciales) de acuerdo a la Normativa vigente; ya sea por la tarifa de discapacidad, 3era edad, de la dignidad o PEC¹⁰. El número de subsidios aplicados en el mes de diciembre de 2024 fue de 1.290.429, que representó USD 3.981.003,54; esto no necesariamente significa el número total de clientes beneficiados por un subsidio; por cuanto, un abonado puede beneficiarse con más de uno; a excepción de los subsidios de tarifa de 3ra edad y tarifa de discapacidad que no pueden aplicarse simultáneamente.

A continuación, se detalla en la tabla Nro. 19 el número de subsidios y el porcentaje que representa en cada Unidad de Negocio:

⁹ El grupo de consumo Otros considera consumidores como entidades oficiales, asistencia social, servicios comunitarios, bombeo de agua, escenarios deportivos, estaciones de carga rápida, definidos en el pliego tarifario

¹⁰ Valor informativo que representa el incentivo monetario otorgado por el Gobierno Nacional a los clientes beneficiarios del programa de cocción eficiente (PEC), hasta un máximo de 100 kWh de consumo incremental.

Tabla Nro. 20: Subsidios por Unidades de Negocio – CNEL EP

Unidad de Negocio	Tarifa Dignidad		Tarifa 3ra. Edad		Tarifa Discapacidad		Tarifa PEC		Total de Subsidios	
	# Clientes	Subsidio (USD)	# Clientes	Subsidio (USD)	# Clientes	Subsidio (USD)	# Clientes	Subsidio (USD)	# Clientes	USD
BOLIVAR	38.831	83.260	6.172	20.075	8	177	3.198	6.155	48.209	109.667
EL ORO	93.830	240.582	16.049	75.314	408	10.987	25.162	53.440	135.449	380.323
ESMERALDAS	42.231	118.332	9.601	48.117	2.404	29.851	15.897	45.518	70.133	241.818
GUAYAQUIL	115.217	236.215	67.349	320.875	6.783	196.794	91.001	209.488	280.350	963.372
GUAYAS LOS RÍOS	86.845	150.432	35.085	167.041	3.327	122.217	52.235	129.781	177.492	569.471
LOS RÍOS	55.346	136.340	5.482	26.342	607	17.731	20.862	43.270	82.297	223.683
MANABÍ	102.116	236.251	29.347	139.993	2.329	65.574	35.864	84.121	169.656	525.939
MILAGRO	50.651	121.292	8.591	43.136	482	12.688	21.237	50.377	80.961	227.493
SANTA ELENA	26.779	73.457	7.403	37.995	274	6.799	13.631	36.811	48.087	155.062
SANTO DOMINGO	116.416	357.721	11.864	53.714	109	2.558	20.532	39.055	148.921	453.048
SUCUMBÍOS	34.072	76.895	4.879	21.415	263	7.302	9.660	25.515	48.874	131.127
TOTAL	762.334	1.830.777	201.822	954.017	16.994	472.678	309.279	723.531	1.290.429	3.981.003

Fuente: Gerencia Comercial/Dirección de Catastro y Facturación
Información a diciembre 2024

Se tiene 762.334 subsidios con *tarifa de la dignidad*, estos solo cancelan el 50% del valor del kilovatio hora para consumos de 1 a 110 kWh (sierra) y de 1 a 130 kWh (demás regiones), cada cliente recibe un beneficio promedio mensual de USD 2,40, siendo la Unidad de Negocio Santo Domingo la que posee la mayor cantidad de clientes con este beneficio con el 18,36%.

Con relación a la *tarifa de 3era. Edad*, se tiene 201.822 subsidios, estos abonados, pagan el 50% del valor del kilovatio hora, que representa un beneficio promedio mensual de USD 4,72 por cliente; siendo la Unidad de Negocio Guayaquil la que más subsidiados tiene con el 33,37%.

Con base en las políticas de inclusión social, la Corporación registró al mes de diciembre de 2024 un total de 16.994 subsidios registrados con *tarifa de discapacidad*, beneficiando hasta un 50% de su consumo mensual; equivalente a un promedio mensual en el mes de diciembre de USD 27,81 por cliente. La Unidad de Negocio que más subsidios tiene en esta tarifa de discapacidad es la Unidad de Negocio Guayaquil con el 39,91%.

Existen 309.279 *subsidios con tarifa PEC*, esto es un incentivo monetario otorgado por el Gobierno Nacional a los clientes beneficiados por el Programa de Cocción Eficiente PEC, es hasta un máximo de 100 kWh de consumo incremental, el cual genera un ahorro en promedio mensual al mes de diciembre de USD 2,34 por cliente. La Unidad de Negocio Guayaquil es la que más cuenta con este subsidio con el 29,42%, seguido por las Unidades de Negocio Guayas Los Ríos y Manabí con el 16,89% y 11,60% respectivamente.

2.2.3. Poder de negociación con los clientes

Ilustración Nro. 9: Las 5 fuerzas de Porter



2.2.3.1. Poder de negociación de los proveedores – Medio.

Los proveedores pueden ejercer su poder de negociación en determinado sector, con la amenaza de elevar sus precios, reducir la calidad de sus productos/servicios o reducir el volumen de venta. El principal problema en este caso será la disminución de las fuentes de generación de energía eléctrica, en especial, de las hidroeléctricas por temas de disminución de caudal de agua en las represas. La energía que nos provean podría provenir de generación de energía a través de fuentes alternas como la térmica, o incluso de compra a otros países, situación que implica que el costo aumente significativamente.

2.2.3.2. Poder de negociación de los clientes/consumidores – Bajo.

Los clientes pueden ejercer su poder de negociación en determinado sector, con la presión para bajar los precios o exigir mayor calidad de sus productos o servicios. Para el sector de energía eléctrica, la demanda tiende a ser inelástica, ya que los usuarios necesitan de este servicio, tanto para las residencias como para las empresas. Actualmente el poder de negociación de los clientes es bajo, ya que tienen que aceptar los precios dados por el ente encargado de fijar los precios de la energía eléctrica y la calidad del servicio que la única empresa en el sector les puede dar. Con el cambio de normativa, pudiera aumentar este poder de negociación de los clientes en la medida que haya otras alternativas que puedan escoger.

2.2.3.3. Amenaza de entrada de nuevos competidores – Baja.

Esta fuerza hace referencia a las variables que utilizan los competidores existentes para competir en un determinado sector. Actualmente, no hay rivalidad porque CNEL es la única empresa que presta el servicio de distribución de energía eléctrica en los diferentes sectores asignados a su actividad. Con el cambio de normativa de la Ley Orgánica de Competitividad Energética LOCE al Reglamento de la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica RLOSPEE en sus artículos 116 y 164, pudiera darse una liberalización de todo el sector eléctrico, con lo cual pudieran ingresar competidores privados y, en ese caso, cambiaría la perspectiva de esta fuerza competitiva.

2.2.3.4. Amenaza de ingreso de productos sustitutos – Media.

En el sector energético, los productos sustitutos como fuentes de energía renovable están ganando terreno. Sin embargo, el bajo volumen de clientes con acceso a estas fuentes alternas, así como la alta preferencia a la dependencia continua de la energía convencional puede mantener esta amenaza en un nivel medio.

2.2.3.5. Rivalidad entre competidores – Bajo.

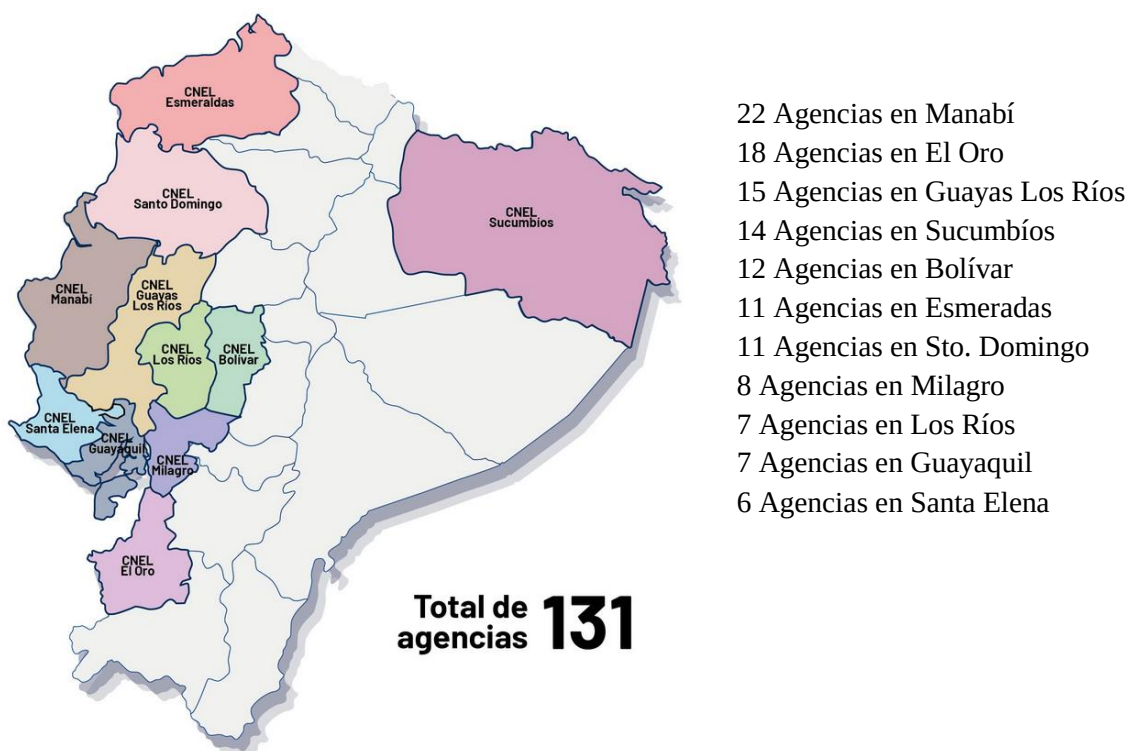
Esta fuerza hace referencia a las variables que utilizan los competidores existentes para competir en un determinado sector. Actualmente, no hay rivalidad porque CNEL es la única empresa que presta el servicio de distribución de energía eléctrica en el área territorial asignada a su actividad.

Con el cambio de normativa, pudiera darse una liberalización de todo el sector eléctrico, con lo cual pudieran ingresar competidores privados y, en ese caso, cambiaría la perspectiva de esta fuerza competitiva.

2.3. Canales de Comunicación

Para la atención de nuestros clientes, CNEL EP cuenta actualmente con una red de 131 agencias localizadas en varias provincias; las mismas atienden requerimientos como: solicitudes, consultas o reclamos referentes al servicio de energía eléctrica, tal como se detalla en la ilustración Nro. 9.

Ilustración Nro. 10: Agencias de Servicio al Cliente a Nivel Nacional



El 35% de las Agencias, es decir 46, son propias, mientras que el 65% restantes se encuentran bajo la figura de contrato de arriendo, comodato y convenio. El análisis de apertura, reapertura o cierre lo realiza cada Unidad de Negocio en función de la concentración de clientes en los distintos sectores y el nivel de seguridad, considerando que las agencias brindan servicios integrales de recaudación y servicio al cliente. Estos análisis son puestos a consideración de la Gerencia Comercial, quienes analizan y autorizan en función de la evaluación realizada, orientada en la mejora de la atención al cliente y la eficiente utilización

de los recursos. Para el año 2020, teníamos 142 agencias¹¹, mientras que al cierre del 2024 CNEL EP cuenta con 131, esto producto del análisis continuo que se realiza.

Adicional CNEL EP cuenta con los siguientes canales virtuales disponibles para nuestros consumidores:

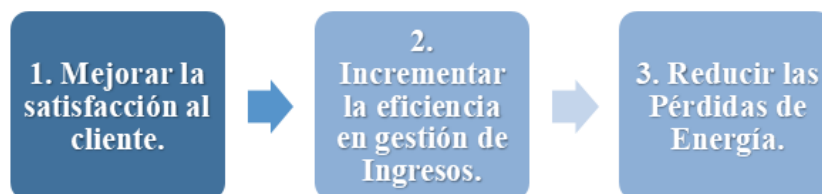
- Chat en línea en la página web www.cnelep.gob.ec
- Aplicación móvil CNEL APP
- Centro de contacto 1800 263537
- Cita virtual
- Correo centrodecontacto@cnel.gob.ec
- Redes sociales: Facebook y X @servicioscnelep

3. PLAN COMERCIAL

3.1. Objetivos del Plan Comercial

Los siguientes objetivos operativos del área comercial se alinean a la planificación estratégica para la consecución de sus objetivos estratégicos. A continuación, se detalla las acciones estratégicas a implementar para cumplir con las metas establecidas.

Ilustración Nro. 11: Objetivos del Plan Comercial



3.2. Acciones Estratégicas a Implementar en el 2025

Tabla Nro. 21: Acciones Estratégicas del Plan Comercial 2025

Acción Estratégica	Beneficio	Inversión
Mejorar la satisfacción al servicio al cliente:		
1. 1. Encuestas satisfacción al consumidor: Contratar el servicio de encuestas a los Consumidores de CNEL EP en el segundo cuatrimestre de 2025.	Contratación del servicio de encuestas para cumplir con lo establecido en las Regulaciones 003/23 y 009/2024, las cuales norman la forma de realizar las encuestas y la meta para evaluar dichos resultados, además de sanciones en el caso de incumplimientos. Permite establecer estrategias de mejora dentro del proceso de atención a consumidores. Las encuestas sirven para recopilar información, opiniones o percepciones de los clientes en los diferentes aspectos que encierra la satisfacción del cliente, a	\$ 555.000,00

¹¹ De acuerdo a la Memoria de Sostenibilidad 2020 - 2021

Acción Estratégica	Beneficio	Inversión
	efector de implementarlas y mejorar los resultados alcanzados en los últimos años.	
2. Call Center Corporativo: Contratar el servicio de Call Center Corporativo en el primer cuatrimestre de 2025.	El contratar el servicio de atención de llamadas a través del canal 1800 CNELEP (1800 263537) permitirá cumplir con los indicadores Nivel de atención en 99% y Nivel de servicio 90/20, es decir, atender el 90% de las llamadas antes de los 20 segundos y por ende disminuir el porcentaje de abandono de llamadas a máximo el 1%.	\$1.900.000,00
3. Envío de mensajes de texto y Whatsapp: Contratar el servicio de envío de mensajes de texto y WhatsApp en el segundo cuatrimestre de 2025.	Con la contratación del servicio de envío de mensajes de texto y WhatsApp se obtendrán los siguientes beneficios: • Aportar en el incremento del indicador de satisfacción a los consumidores, sobre todo en el índice de satisfacción con la información y comunicación con el consumidor. • Incrementar la recaudación. • Disminuir los costos en la atención de reclamos por factura no recibida. • Reducir el nivel de morosidad.	\$ 1.900.000,00
4. Adquisición de rollos para gestor de turnos. Adquirir rollos para el gestor de turnos en el primer cuatrimestre de 2025.	El contar con stock suficiente de rollos para los equipos de gestión de turnos permitirá brindar un servicio de atención al cliente de calidad y de forma más ordenada.	\$ 72.000,00
5. Adquisición de materiales eléctricos: Garantizar el abastecimiento de materiales para la atención a los clientes masivos de bienes catalogados como corporativos en el transcurso del 2025 según la programación de compra de cada bien.	Para brindar el servicio de energía eléctrica es necesaria la instalación de equipos de medición, los cuales se integran de varios componentes. Para el año 2025 se adquirirán los siguientes materiales entre el primer, segundo y tercer cuatrimestre: • Medidores bornera de la forma 13A • Cajas de protección para medidores • Varillas de puesta a tierra • Disyuntores • Tubo Poste	\$ 15'000.000,00
Subtotal		\$19.427.000,00
Incrementar la eficiencia en gestión de Ingresos		

Acción Estratégica	Beneficio	Inversión
6. Cobranza Persuasiva: Se ampliará este servicio actualmente contratado en cinco Unidades de Negocio, con nuevos procesos de contratación individuales en el resto de Unidades, durante el primer y segundo cuatrimestre de 2025.	Este servicio tiene dos beneficios: 1) generar un proceso de comunicación más eficiente con los consumidores vencidos desde un mes, a través de mensajes SMS, correo electrónico, IVR (Interactive Voice Response), Whatsapp, generando un modelo de seguimiento al pago hasta conseguir el resultado que sería la cancelación total del servicio o generar un convenio de pago, con la finalidad de recuperar la cartera vencida e incrementar la cultura de pago de los clientes; y 2) Recibir del contratista la retroalimentación, para actualizar la información de contacto de los clientes.	\$ 1.345.253,24
7. Convenios con Entidades Públicas con Deuda Vencida: Para 2025 se insistirá con las entidades públicas para efectuar el cruce de cuentas con EPA EP y varios GADs con la intervención del Ministerio de Energía y Minas (MEM).		
8. Fortalecimiento Áreas de Coactiva: Se definirá el modelo de gestión de coactiva y se solicitará la actualización de las funciones en el Estatuto Orgánico, ya que actualmente se encuentra asignado a 3 áreas.		
Subtotal		\$1.345.253,24
Reducir las Pérdidas de Energía:		
9. Telemetría clientes especiales	Continuar con la ejecución del contrato corporativo “CORP SERVICIO DE MEDICIÓN AVANZADA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA TELEMETRÍA Y TRANSMISIÓN DE DATOS VÍA CELULAR MEDIANTE LA PLATAFORMA EZMass EN EL ÁREA DE SERVICIO DE CNEL EP GC” durante el año 2025 lo cual permite mejorar el control de 8.280 clientes especiales.	\$759.532,22
10. Adquisición de medidores con tarjeta de telemetría: ampliar el alcance de los medidores con telemetría en clientes especiales.	Proceso que será ejecutado e instalado durante el año 2025, para el control en tiempo real de 2.523 clientes especiales en las Unidades de Negocio Guayaquil, Manabí, Milagro, Santa Elena, Santo Domingo y Sucumbíos.	\$1.724.411,73
11. Laboratorios de Medidores: Servicio de calibración por parte del INEN.	Para continuar con la acreditación de los laboratorios de medidores respecto a la norma ISO/IEC 17025, se contratará el servicio de calibración del INEN para realizar las pruebas a los EPM de El Oro, Guayaquil, Milagro, Manabí, Los Ríos y Santa Elena.	\$106.179,50
12. Adquisición de bolsas de seguridad	Mejorar la custodia de los medidores con presunción de infracción a través de la adquisición de 120.000 bolsas de seguridad para todas las Unidades de Negocio, medidores que serán trasladados al laboratorio de medidores para cumplir con el debido proceso. La adquisición de 120.000 bolsas de seguridad para la custodia de medidores con presunción de infracción tiene un impacto directo y positivo en el indicador de pérdidas de energía, especialmente en la componente de pérdidas no técnicas debido a que: 1. garantizan la integridad del medidor retirado por	\$44.594,70

Acción Estratégica	Beneficio	Inversión
	presunta manipulación o fraude; 2. Evitan cualquier intervención posterior que pueda contaminar la evidencia, lo cual da validez técnica y legal al proceso de control, 3. Esto permite que las infracciones sean sustentadas adecuadamente, lo que conlleva a una recuperación efectiva de energía no facturada; 4. La transparencia y rigurosidad del proceso mejora la credibilidad frente a entes de control, auditores y entes regulatorios.	
13. Controladores de Circuito en la Unidad de Negocio Guayas Los Ríos	Contratación y ejecución del proyecto de 5000 controladores de circuito en la Unidad de Negocio Guayas Los Ríos para lo cual se estarán adquiriendo 5000 tarjetas de comunicación celular que serán colocadas en medidores de la forma 4S disponibles en las bodegas y una vez repotenciados, instalados en campo para los balances respectivos. Los medidores se instalarán como medidores de control o totalizadores en puntos estratégicos, como transformadores de distribución, con el fin de realizar balances energéticos precisos que permitan la identificación y localización de pérdidas de energía. Este sistema permitirá un monitoreo en tiempo real del consumo y las pérdidas energéticas, mejorando la eficiencia operativa y contribuyendo a la recuperación de ingresos perdidos.	\$1.140.000,00
Subtotal		\$3.774.718,15
Total en USD de acciones estratégicas		\$24.546.971,39

Fuente: Gerencia Comercial

3.3. Indicadores y Metas del Plan Comercial 2025

Tabla Nro. 22: Indicadores y metas - Plan Comercial 2025

Objetivo Estratégico	Objetivo Operativo	Indicador	Fórmula	Und	Línea Base 2024	Meta 2025
OE1. Mejorar la respuesta eficiente, satisfactoria y oportuna de los servicios entregados a los clientes.	1. Mejorar la satisfacción al cliente	1. Índice de satisfacción al cliente*	$\frac{Cs^{12}}{Ce^{13}} \times 100$	%	29,87%	90%
		2. Porcentaje de Atención de Nuevos Suministros (ANS) (Regulación 009/24)	$\frac{\text{No. Nuevos suministros atendidos dentro del plazo máx. Reg.}}{\text{No. Total de solicitudes de nuevos suministros durante el mes}} \times 100$	%	93,58%	95%

¹² Número de consumidores, de todos los encuestados, satisfechos por el servicio prestado por la distribuidora.

¹³ Número de consumidores encuestados

Objetivo Estratégico	Objetivo Operativo	Indicador	Fórmula	Und	Línea Base 2024	Meta 2025
		3. Porcentaje de Conexión a Nuevos Suministros (CNS) (Regulación 009/24)	No. Nuevos suministros conectados en BV ¹⁴ dentro de los plazos máx. Reg. -----X100 No. Total de solicitudes de nuevos suministros en BV durante el mes	%	96,99%	95% ¹⁵
		4. Porcentaje de resolución de reclamos (PRR)	Nro. de casos de reclamos y quejas resueltas ----- X 100 Nro. total de reclamos o quejas recibidas	%	98,11%	98%
OE3. Incrementar la eficiencia en la gestión de ingresos, costos, gastos y la ejecución presupuestaria, para asegurar la reinversión en la expansión de cobertura y en calidad del servicio	2. Incrementar la eficiencia en gestión de ingresos	5. Porcentaje de Recaudación Total	Recaudación Total -----X 100 Facturación Total ¹⁶	%	96,48%	97,81%
		6. Porcentaje de Recuperación de Cartera Vencida	Cartera vencida recuperada ----- X 100 Cartera vencida acumulada	%	17,16%	18%
		7. Recuperación de Cartera (Corte dic-2024 USD 616,05 Millones)	Monto de cartera vencida recuperada acumulada del cierre 2024	Millones de USD	44,73	45,19
OE5. Mejorar los niveles de eficiencia y calidad de la red de distribución eléctrica y alumbrado público	3. Reducir las pérdidas de energía	8. Porcentaje de Pérdidas de Energía	Pérdidas de energía -----X 100 Energía disponible	%	19,80%	11,93%

[1] Número de consumidores, de todos los encuestados, satisfechos por el servicio prestado por la distribuidora.

[2] Número de consumidores encuestados [3] Bajo Voltaje

Fuente: Gerencia Comercial

Línea base con resultados al mes de diciembre/24

¹⁴ Bajo Voltaje

¹⁵ Meta establecida en la Regulación Nro. ARCONEL 009/2024

¹⁶ Indicador, fórmula y método de cálculo se sustenta en el Manual para la Recopilación de la Información del Sector Eléctrico a través del Sistema SISDAT (Sistematización de Datos del Sector Eléctrico)

Es importante considerar que la meta para el año 2025 del indicador de pérdidas de energía corresponde a la establecida en el Plan Estratégico 2021 – 2025, las mismas que están sustentadas en el Plan Maestro de Electricidad 2018 – 2027. Mediante Acuerdo Ministerial Nro. MEM-MEM-2024-0017, de 30 de junio de 2024, el Ministerio de Energía y Minas aprobó el Plan Maestro 2023 – 2032, por lo que los instrumentos de planificación de CNEL EP deberán actualizarse conforme a las metas del PME.

3.4. Presupuesto del Plan Comercial

Para el año 2024, de acuerdo con las necesidades y requerimientos de las 11 Unidades de Negocio, se tenía como asignación inicial del presupuesto para los servicios comerciales, un valor de USD 84,32 millones; sin embargo, dentro de la conformidad del Ministerio de Economía y Finanzas para el año 2024, Oficio Nro. MEF-SRF-2024-0243-O, de 11 de abril del mismo año, se aprobó un Superávit Proyectado de USD 49.340.299,94, el cual no ha sido considerado por estar dentro de los rubros de gastos en nuestro sistema CGWEB, para efecto de cuadre la contrapartida es la de los ingresos de financiamiento público a la optimización de recursos por disposición del MEF, en tal sentido, el monto de asignación inicial disminuye por un valor de USD 1,22 millones en la gestión comercial, lo cual afecta directamente a la contratación de los servicios comerciales, su supervisión y la adquisición de bienes, lo que ocasiona que las Unidades de Negocio deban priorizar necesidades, afectando los alcances de los procesos de contratación para poder ajustar los presupuestos asignados.

Para el año 2025, el presupuesto prorrogado tendrá una asignación inicial igual al codificado del 2024, el mismo que ascendió a USD 81.57 millones, sin considerar el recurso reservado como Superávit Proyectado MEF ni la Compra de Energía.

El presupuesto prorrogado y distribuido por partida se detalla de la siguiente manera, previo a la aprobación del Directorio:

Tabla Nro. 23: Presupuesto – Plan Comercial 2025

Partida Presupuestaria	Presupuesto Codificado
Actualización de geocódigos	\$ 32.514,23
Arrendamiento de Maquinaria	\$ 39.145,44
Asesorías Especializadas	\$ 392.182,93
Corte y Reconexión	\$ 16.016.602,35
Entrega de avisos	\$ 962.312,01
Inspecciones	\$ 14.505.282,55
Lectofacturación	\$ 2.091.074,74
Mantenimiento de Acometidas y medidores	\$ 16.138.245,55
Mantenimiento de Equipos eléctrico y manual	\$ 6.661,36

Partida Presupuestaria	Presupuesto Codificado
Materiales Eléctricos – COM	\$ 19.723.605,48
Promoción y Publicidad	\$ 25.486,13
Recuperación de cartera	\$ 777.617,08
Telemetría	\$ 1.120.597,68
Toma de lectura	\$ 9.740.519,99
Total general	\$ 81.571.847,52

Fuente: Gerencia Comercial

- Gasto para servicios comerciales de campo¹⁷: corresponde aproximadamente al 73% del presupuesto total.
- Gasto para materiales eléctricos¹⁸: corresponde al 24% del presupuesto total.
- Gastos de apoyo correspondiente a las partidas como entrega de avisos, asesorías especializadas, promoción y publicidad, software: corresponde aproximadamente al 3%.

Es importante indicar que los servicios relacionados a las notificaciones, cortes y reconexiones, son autosustentables, quiere decir que dichos recursos son facturados al usuario que incurre en una o más de estas acciones.

¹⁷ Los gastos para servicios comerciales de campo son: Inspecciones, toma de lectura, impresiones de factura, entrega, corte y reconexiones.

¹⁸ Los gastos para materiales eléctricos: elementos del kit de acometidas, sellos de seguridad, conectores, conductores, entre otros.

Tabla Nro. 24: Proyección de Devengo por partidas del área Comercial (Proyección 2025)

ÁREA	NOMBRE DE PARTIDA	CODIFICADO (USD)	PROYECCIÓN DE DEVENGO (USD)	PROYECCIÓN DE DEVENGO (%)
CONTROL DE ENERGÍA	Inspecciones	11.541.207,17	11.541.207,17	100%
CONTROL DE ENERGÍA	Asesorías Especializadas	138.714,00	138.714,00	100%
CONTROL DE ENERGÍA	Mantenimiento de Equipos eléctrico y manual	6.661,36	6.661,36	100%
CONTROL DE ENERGÍA	Materiales Eléctricos – COM	1.728.770,60	1.728.770,60	100%
CONTROL DE ENERGÍA	Telemetría	373.688,50	373.688,50	100%
FACTURACIÓN Y CATASTRO	Actualización de geocódigos	32.514,23	32.514,23	100%
FACTURACIÓN Y CATASTRO	Corte y Reconexión	520.883,76	520.883,76	100%
FACTURACIÓN Y CATASTRO	Inspecciones	222.102,39	222.102,39	100%
FACTURACIÓN Y CATASTRO	Lectofacturación	2.091.074,74	2.091.074,74	100%
FACTURACIÓN Y CATASTRO	Toma de lectura	9.740.519,99	9.740.519,99	100%
RECAUDACIÓN Y CARTERA	Asesorías Especializadas	67.262,64	67.262,64	100%
RECAUDACIÓN Y CARTERA	Corte y Reconexión	15.495.718,59	15.495.718,59	100%
RECAUDACIÓN Y CARTERA	Promoción y Publicidad	21.952,13	21.952,13	100%
RECAUDACIÓN Y CARTERA	Recuperación de cartera	777.617,08	777.617,08	100%
SERVICIO AL CLIENTE	Arrendamiento de Maquinaria	39.145,44	39.145,44	100%
SERVICIO AL CLIENTE	Asesorías Especializadas	186.206,29	186.206,29	100%
SERVICIO AL CLIENTE	Entrega de avisos	962.312,01	962.312,01	100%
SERVICIO AL CLIENTE	Inspecciones	2.741.972,99	2.741.972,99	100%
SERVICIO AL CLIENTE	Mantenimiento de Acometidas y medidores	16.138.245,55	16.138.245,55	100%
SERVICIO AL CLIENTE	Materiales Eléctricos – COM	17.994.834,88	17.994.834,88	100%
SERVICIO AL CLIENTE	Promoción y Publicidad	3.534,00	3.534,00	100%
SERVICIO AL CLIENTE	Telemetría	746.909,18	746.909,18	100%
Total general		81.571.847,52	81.571.847,52	100%

Fuente: Gerencia Comercial

3.5. Proyecciones 2025

A continuación, las principales proyecciones previstas para el 2025:

Tabla Nro. 25: Proyecciones 2025 en GWh y en USD (en millones de dólares)

Proyección	2024*	2025**	Variación
Clientes	2.729.225	2.773.165	1,61%
Demanda de Energía GWh	20.128	21.519	6,91%
Facturación de Energía GWh	14.664,70	15.097,31	2,95%
Facturación de Energía Millones de USD (Clientes Regulados + alumbrado público)	\$1.393,73	\$1.437,22	3,12%
Facturación de Clientes No Regulados GWh	1.078,41	1.138,05	5,53%
Facturación de Clientes No Regulados Millones de USD	\$7,23	\$7,59	4,97%
Recaudación Millones de USD (Clientes Regulados + alumbrado público)	\$1.328,54	\$1.379,73	3,85%

Proyección	2024*	2025**	Variación
Compra de energía en GWh	19.105	19.776	3,51%
Compra de energía en Millones de USD	\$1.131,47	\$1.169,15	3,33%
Precio Medio de Venta USD	\$0,095	\$0,095	0,17%
Costo Medio de Compra USD	\$0,059	\$0,059	-0,17%

Fuente: Gerencia Comercial/Gerencia de Planificación

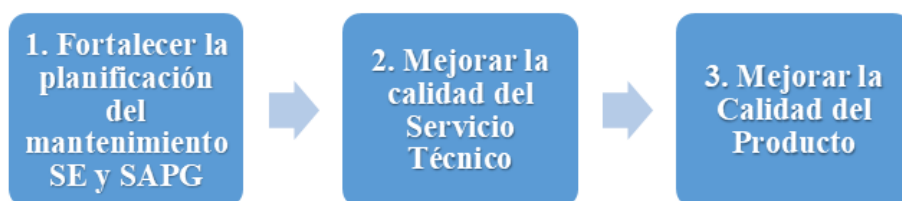
(*) Datos a diciembre 2024

(**) Proyecciones que podrían variar en el presente año.

4. PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

4.1. Objetivos del Plan de Operación y Mantenimiento

Ilustración Nro. 12: Objetivos del Plan de Operación y Mantenimiento



4.2. Acciones Estratégicas a Implementar en el 2025

Tabla Nro. 26: Acciones Estratégicas a implementar – Plan de Operación y mantenimiento 2025

Acción Estratégica	Beneficio	Inversión
Mejorar la calidad del Servicio Técnico		
1. Adquisición e instalación de equipos de protección: 110 Reconectores trifásicos	Mejorar la confiabilidad del sistema, ya que estos equipos ayudan a detectar y aislar fallas en el sistema eléctrico de manera rápida y precisa a fin de reducir el tiempo de interrupción del servicio. La instalación se realizará con personal propio.	\$2.950.000,00
2. Adquisición e instalación de equipos de protección: Equipos de protección (IED's) para Unidades de Negocio para 100 alimentadores con más fallas.	Mejorar la confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico, reduce los tiempos de interrupción, protege los equipos y la red y contribuye a un entorno eléctrico más seguro. La instalación se realizará con personal propio.	\$ 1.600.000,00
3. Adquisición de RTUs para uso de Subestación como concentrador de datos. 40 RTU en 40 subestaciones.	RTU (Remote Terminal Units) permiten monitorear de forma remota y en tiempo real el estado de los equipos y parámetros eléctricos de una subestación, adicional del control remoto de dispositivos dentro de la subestación. Puede detectar anomalías en el sistema eléctrico y enviar alertas inmediatas a los operadores. La instalación se realizará con personal propio.	\$ 1.600.000,00

Acción Estratégica	Beneficio	Inversión
4. Adquisición de tirafusibles de varias capacidades.	Mejorar la confiabilidad del sistema de protecciones. Se requiere que todas las Unidades de Negocio tengan el stock mínimo de tirafusibles para continuar con los estudios e implementación de coordinación de protecciones en medio voltaje.	\$ 856.000,00
5. Adquisición de Transformadores de Distribución	Aliviar carga de transformadores sobrecargados mediante la adquisición de transformadores de medio voltaje de varias capacidades 5 Kva – 10 Kva – 15 Kva – 25 Kva – 37.5 Kva – 50 Kva.	\$ 1.840.000,00
6. Instalación de equipos de protección: 83 IED's de protección para alimentador, línea y transformador que se instalarán en el año 2025. Estos fueron adquiridos durante el año 2024.	Mejorar la confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico, reduce los tiempos de interrupción, protege los equipos y la red y contribuye a un entorno eléctrico más seguro. La instalación se realizará con personal propio.	\$ 1.432.672,85
Subtotal		\$ 10.278.672,85
Mejorar la Calidad del Producto		
7. Instalación y adquisición de banco de capacitores. En el año 2024 se adquirieron 68,4 MVAR los mismos que serán instalados en el año 2025. Además las UN's EOR y LRS iniciarán en el segundo trimestre la adquisición de aproximadamente 30 MVAR adicionales para continuar con el plan de compensación de reactivos.	Los bancos de capacitores permiten ajustar el factor de potencia para cumplimiento del límite 0,96 establecido por regulación, adicionalmente, como efecto de la compensación mejoran las condiciones de bajo voltaje en el sistema eléctrico, optimizar la distribución de energía y cumplir con normativa y estándares de calidad de energía.	\$ 4.800.000,00
8. Instalación de reguladores de voltaje para alimentadores de distribución: Se instalarán los 135 reguladores monofásicos de medio voltaje adquiridos en 2024, para el primer cuatrimestre del 2025 en 8 Unidades de Negocio las cuales presentan problemas a nivel de voltaje. Para el año 2026, se planifica adquirir 165 reguladores de voltaje para completar el plan de acción de mejora de nivel de voltaje.	Mantener un nivel constante de voltaje en la red eléctrica a fin de garantizar que los equipos y dispositivos conectados funciones de manera adecuada y eficiente. Los reguladores ajustan automáticamente el voltaje en respuesta a cambios en la carga o en las condiciones de la red, manteniéndola dentro de los límites aceptables.	\$ 3.300.000,00
Subtotal		\$ 8.100.000,00
Total		\$18.378.672,85
Fortalecer la planificación del mantenimiento de SPEE y SAPG		
9. Se realizará control y seguimiento a proyectos de inversión de calidad que sean priorizados y que impacten en la mejora de la infraestructura que cumplió su vida útil.		
10. Inspecciones visuales y Termográficas para detectar novedades y puntos calientes – ejecución de mantenimientos predictivos		
11. Reposición de equipos y materiales eléctricos que presenten falla		
12. Ejecutar plan anual de mantenimiento de distribución y alumbrado público		
13. Ejecutar campaña de inspecciones de alumbrado público para la reparación de luminarias en falla		
14. Realizar lavado/limpieza de subestaciones a fin de evitar fallas por contaminación		

Acción Estratégica	Beneficio	Inversión
15. Realizar limpieza Franja Servidumbre en redes de distribución de alto y medio voltaje.		
16. Realizar mantenimientos preventivos con línea energizada en redes de distribución.		
17. Mantener actualizados los estudios de coordinación de protecciones en 69Kv y 13.8 Kv a fin de garantizar la selectividad de las protecciones en el momento que se presenten fallas.		
18. Implementar estudios de coordinación de protecciones en medio voltaje a nivel de ramales.		
19. Ejecutar planes de contingencia de operación para evitar sobrecargas de transformadores de potencia y disminuir el riesgo de afectación en la vida útil.		

Fuente: Gerencia de Distribución

4.3. Indicadores y Metas del Plan de Operación y Mantenimiento 2025

Tabla Nro. 27: Cuadro de metas de Operación y Mantenimiento 2025

Objetivo Estratégico	Objetivo Operativo	Indicador	Fórmula	Unidad	Línea Base 2024	Meta 2025
OE5. Mejorar los niveles de eficiencia y calidad de la red de distribución eléctrica y alumbrado público	1. Mejorar la calidad del servicio técnico	1. FMIK – Frecuencia media de interrupción (Regulación 009/2024)	$FMIK = \frac{\sum i}{kVAi^{19}/kVATi^{20}}$	# de Fallas por Kva	6,06	6
		2. Porcentaje de Alimentadores que cumplen en Frecuencia Media de Interrupción – FMIK (Regulación 009/2024)	$\frac{\text{Total Alimentadores que cumplen FMIK}}{\text{Total de Alimentadores}^{21}} \times 100$	Porcentaje	72,93% ²²	96%
		3. TTIK – Tiempo total de interrupción (Regulación 009/2024)	$TTIK = \sum i (kVAi * ti^{23} / kVATi)$	Horas	7,55	8
		4. Porcentaje de Alimentadores que cumplen en Tiempo total de interrupciones – TTIK – (Regulación 009/2024)	$\frac{\text{Total Alimentadores que cumplen TTIK}}{\text{Total de Alimentadores}} \times 100$	Porcentaje	79,46%	96%
	2. Fortalecer la planificación del mantenimiento SPEE y SAPG	5. Cumplimiento del Plan de Mantenimiento de Distribución (SPEE)	$\frac{\text{Total de actividades ejecutadas}}{\text{Total de actividades planificadas}} \times 100$	Porcentaje	90,00%	100%

19 kVA nominales fuera de servicio en el sistema de distribución debido a la interrupción i

20 kVA nominales instalados en la red o alimentador registrados en el instante de la interrupción i

21 Total alimentadores en la Corporación a Dic/24 es de 931

22 Mediante disposición Transitoria Primera de la Regulación ARCONEL 009/24 de Calidad del Servicio Eléctrico, se dispone que el régimen sancionatorio empezará a partir del primero de enero de 2026, por lo cual CNEL EP no ha sido multada a la fecha.

23 Tiempo de duración de la interrupción i, en horas

Objetivo Estratégico	Objetivo Operativo	Indicador	Fórmula	Unidad	Línea Base 2024	Meta 2025
		6. Cumplimiento del Plan de Mantenimiento SAPG	$\frac{\text{Total de actividades ejecutadas}}{\text{Total de actividades planificadas}} \times 100$	Porcentaje	100%	100%
		7. Tasa de falla del alumbrado público general	$\frac{\text{Total de luminarias en falla}}{\text{Cantidad de luminarias instaladas en el sistema}} \times 100$	Porcentaje	1,68%	2%
	3. Mejorar la calidad del producto	8. Cumplimiento de Nivel de Voltaje (Regulación 009/2024)	$\frac{\text{Mediciones que Cumplen la Regulación}}{\text{Total de Mediciones}} \times 100$	Porcentaje	80,37%	95%
		9. Porcentaje de Automatización del Sistema de Distribución a nivel de alimentadores	$\frac{(0,25 * \# \text{Alimentadores con Reconector en cabecera integrado} + 0,50 * \# \text{Alimentadores con Reconector a medio vano}) + 1 * \# \text{Alimentadores automatizado nivel 1)}}{\text{Total de Alimentadores}} \times 100$	Porcentaje	63,89%	85%

Fuente: Gerencia de Distribución
Línea base con resultados al mes de diciembre/24

4.4. Presupuesto de Operación y Mantenimiento 2025

Para el año 2025, de acuerdo a las necesidades y requerimientos de las 11 Unidades de Negocio, se contará con una asignación para los recursos de Operación y Mantenimiento, que asciende a USD 44,3 millones, que comprende el 85% para Redes y el 15% para SAPG (USD 37,46 millones para Redes y USD 6,84 millones para SAPG).

Tabla Nro. 28: Presupuesto – Partidas de Operación y mantenimiento 2025

Partida Presupuestaria	Presupuesto Codificado
Arrendamiento de Maquinaria	\$ 978.368,42
Asesorías Especializadas	\$ 1.397.468,18
De líneas, desbroces y estancamiento	\$ 5.200.618,30
Gastos de estudios y diseños no aprobados	\$ 173.036,78
Mantenimiento Alumbrado Público	\$ 4.009.889,51
Mantenimiento de Equipos eléctrico y manual	\$ 88.120,24
Mantenimiento de redes aéreas y subterráneas	\$ 9.242.396,01
Mantenimiento de Subestaciones	\$ 3.063.524,15
Mantenimiento Transformadores	\$ 462.386,76
Materiales eléctricos	\$ 15.623.935,61
Materiales eléctricos – SAPG	\$ 2.830.087,47
Medición y evaluación de servicios de electricidad	\$ 837.221,52

Partida Presupuestaria	Presupuesto Codificado
Operación del sistema de distribución eléctrico	\$ 339.256,74
Transporte de Actividades de Operación	\$ 48.794,00
Transporte de carga y materiales	\$ 3.150,28
Total general	\$ 44.298.253,97

Fuente: Gerencia de Distribución

Con el presupuesto definido para el área de distribución, se tiene previsto ejecutar actividades de mantenimiento preventivas y predictivas enfocadas a la limpieza de franja de servidumbre e infraestructura más crítica en subestaciones, líneas de subtransmisión y redes de distribución eléctrica, así como acciones correctivas según las condiciones ambientales, externas e internas que se presenten. Así mismo, con el presupuesto de alumbrado público se enfoca el mantenimiento correctivo mediante reposición total o de partes o piezas de luminarias que presentan falla. Dentro del presupuesto de operaciones se tiene previsto la medición de calidad de producto que es exigida cada año por parte de la ARCONEL.

Las Unidades de Negocio cada año incrementan su infraestructura, la misma que debe actualizarse en el Sistema de Información Geográfico (GIS) e integrarse dentro de la planificación anual y por ende se requiere mayor presupuesto para operación y mantenimiento, sin embargo, desde el año 2020 la asignación ha sido reducida en un 30%, a pesar de que la ejecución de mantenimiento es fundamental para cumplir con la *Regulación de Calidad de Servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica ARCONEL 009/24*.

Se deberán realizar los respectivos análisis sobre el ingreso de sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento, esto con la finalidad de determinar el impacto que tendrán en la operación del sistema eléctrico, la cargabilidad de los transformadores y protecciones eléctricas.

Para este año 2025, la expansión de la distribución y alumbrado público continúa y se priorizarán todas las acciones necesarias para realizar el seguimiento y control de acciones operativas y de mantenimiento que brinden la mayor confiabilidad en el servicio público de energía eléctrica. El Plan de mantenimiento está compuesto de acciones predictivas y preventivas que se pueden programar, para ello se consideran las actividades rutinarias que se deben realizar al sistema eléctrico en sus etapas funcionales de *Subestaciones, Líneas de Subtransmisión, Redes de Distribución, Transformadores de Distribución y Red Secundaria*; esto es, en correlación de la clasificación establecida por la Agencia de Regulación, como: inspección visual y termográfica, pruebas a equipos, medición y análisis de parámetros técnicos, lavado de subestaciones, desbroce de vegetación, cambios de equipos en mal estado, etc.

De acuerdo con la información que se dispone respecto al impacto de fallas presentadas como: presencia de vegetación o fallas internas de red, el plan de mantenimiento también se enfoca en mitigar o disminuir el riesgo frente las causas que más han impactado en el cumplimiento de los indicadores de calidad. En cuanto al mantenimiento correctivo que se realiza, estos se registran durante el año en curso porque son actividades que se realizan ante eventos de falla, los mismos que no es posible predecir o planificar (postes chocados, presencia de animales en la red, intervención de terceros en la red, etc.)

El Plan de mantenimiento 2025, incluye las actividades programadas y el mes estimado de ejecución. En cuanto a los beneficios, tanto para el mantenimiento preventivo como el predictivo: se enfocan para la reducción de costos minimizando el tiempo de interrupción por fallas inesperadas, prediciendo condiciones para optimizar la realización de un mantenimiento preventivo oportuno, lo cual mejora la disponibilidad de la infraestructura eléctrica. Así mismo, permite mejorar la seguridad para evitar accidentes con el personal y terceros, e incrementar la eficiencia operativa prolongando la vida útil de los activos solucionando a tiempo situaciones que lleguen a desmejorar o afectar a otros elementos del sistema eléctrico.

A continuación, se detalla la proyección de devengo por partidas del área técnica:

Tabla Nro. 29: Proyección de Devengo por partida del área de Distribución 2025

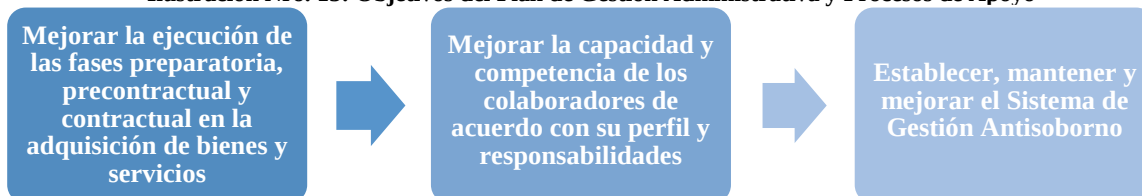
Área	Nombre de partida	Codificado (USD)	Proyección	
			Total Devengado (USD)	% Devengado Proyectado
Alumbrado público	Arrendamiento de Maquinaria	\$262.080,00	\$262.080,00	100%
Alumbrado público	Asesorías Especializadas	\$205.925,11	\$205.925,11	100%
Alumbrado público	Mantenimiento Alumbrado Público	\$4.009.889,51	\$4.009.889,51	100%
Alumbrado público	Materiales eléctricos – SAPG	\$2.830.087,47	\$2.830.087,47	100%
Mantenimiento	Arrendamiento de Maquinaria	\$716.288,42	\$716.288,42	100%
Mantenimiento	Asesorías Especializadas	\$610.990,12	\$610.990,12	100%
Mantenimiento	De líneas, desbroces y estancamiento	\$5.200.618,30	\$5.200.618,30	100%
Mantenimiento	Mantenimiento de Equipos eléctrico y manual	\$86.566,74	\$86.566,74	100%
Mantenimiento	Mantenimiento de redes aéreas y subterráneas	\$7.672.354,79	\$7.672.354,79	100%
Mantenimiento	Mantenimiento de Subestaciones	\$3.063.524,15	\$3.063.524,15	100%
Mantenimiento	Mantenimiento Transformadores	\$462.386,76	\$462.386,76	100%
Mantenimiento	Materiales eléctricos	\$15.618.435,72	\$15.618.435,72	100%
Mantenimiento	Transporte de Actividades de Operación	\$48.794,00	\$48.794,00	100%
Mantenimiento	Transporte de carga y materiales	\$3.150,28	\$3.150,28	100%
Operación	Asesorías Especializadas	\$580.552,95	\$580.552,95	100%
Operación	Gastos de estudios y diseños no aprobados	\$173.036,78	\$173.036,78	100%
Operación	Mantenimiento de Equipos eléctrico y manual	\$1.553,50	\$1.553,50	100%
Operación	Materiales eléctricos	\$5.499,89	\$5.499,89	100%
Operación	Medición y evaluación de servicios de electricidad	\$837.221,52	\$837.221,52	100%
Operación	Operación del sistema de distribución eléctrico	\$339.256,74	\$339.256,74	100%
Sistema de información georreferenciado	Mantenimiento de redes aéreas y subterráneas	\$1.570.041,22	\$1.570.041,22	100%
Total General		\$44.298.253,97	\$44.298.253,97	100,00%

Fuente: Gerencia de Distribución

5. PLAN DE GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y PROCESOS DE APOYO

5.1. Objetivos del Plan de Gestión Administrativa y Procesos de Apoyo

Ilustración Nro. 13: Objetivos del Plan de Gestión Administrativa y Procesos de Apoyo



5.2. Acciones Estratégicas a Implementar en el 2025

Las principales acciones a ejecutar en el 2025 de los diferentes procesos de apoyo en la Corporación, se detallan a continuación:

- **Gestión Administrativa Financiera**

- Elaborar el Manual de políticas de control previo al pago, procedimiento para la programación, formulación, aprobación, ejecución y liquidación del presupuesto anual y plurianual alineado al PAC y al POA y revisión de necesidades de actualización de procedimientos.
- Regularización de bienes sin activar.
- Mejorar la gestión de inventarios, determinando políticas de niveles mínimos y máximos, gestión que se realiza con personal técnico de las áreas de Distribución y Comercial. Se espera poder contar con un primer producto en el último trimestre 2025.
- Auditoría de la Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) implementadas desde el 2023, las mismas que tienen previsto contratarse en el segundo cuatrimestre 2025.
- Impulsar implementación de módulos financieros administrativos del ERP – SAF, de acuerdo a los direccionamientos emitidos por parte del MEM.
 - Para poder implementar el proyecto, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable formuló un “Convenio de Cooperación Interinstitucional para el Fortalecimiento del Sector de la Distribución Eléctrica”, el mismo que fue firmado el 11 de mayo de 2009 por las Empresas Eléctricas Distribuidoras. Dicho proyecto forma parte del perfil del proyecto SIGDE aprobado mediante Oficio Nro. SENPLADES-SIP-DAP-2010-592 con fecha 27 de agosto de 2010. La implementación relacionada con el convenio tiene la delegación por parte del MEM a la CENTROSUR cuya hoja de ruta tiene el 2025 para implementar en el ERP en CENTROSUR, estabilizar el sistema en el 2026. Por su parte, CNEL deberá en este ejercicio 2025 participar de la

implementación en CENTRO SUR, ajustar nuestros procedimientos y depurar datos, de tal manera que pueda en el 2026 integrar sus sistemas al ERP SAP ECC. Paralelamente, el 2025 se harán gestiones ante el MEM para conocer acerca de las ventajas que tiene la EEQ al migrar a SAP S/4HANA y verificar la viabilidad de obtener mecanismos que ayuden a CNEL EP obtener un ERP lo antes posible.

Gestión de Responsabilidad Social

- Implementar programas y campañas en concordancia con la Gestión de Sello Empresa Segura.
 - Realizar campañas comunicacionales sobre la gestión social de la empresa.
 - Socializar los proyectos de reforestación en la comunidad y eficiencia energética en instituciones educativas.
 - Implementar programas de Responsabilidad Social donde se involucren a la empresa, el cliente interno, externo y proveedores.
 - Elaborar el Reglamento Interno de Higiene y Seguridad de CNEL EP 2024 – 2026.
 - Actualizar de Manuales, Procedimientos e Instructivos de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional para precautelar la seguridad y salud de los trabajadores.
 - Desarrollar e implantar programas y campañas de prevención y promoción de la salud en los trabajadores.
 - Establecer y ejecutar medidas de control, seguimiento y mitigación de impactos ambientales en las Unidades de Negocio
 - Implementar campañas de concientización ambiental con clientes internos y externos.
 - Elaborar los planes de reducción de riesgos de desastres (PRRD) de CNEL EP.
 - Evaluar riesgos e impactos del negocio de la infraestructura eléctrica.
 - Elaborar Planes de Contingencia.
- **Gestión Tecnológica**
 - Implementar un Plan de Respallos de la Infraestructura Tecnológica en lo referente a datos y servidores
 - Ejecutar el Plan de Gestión de la Capacidad con recursos de Hardware disponibles
 - Diseñar e Implementar un Plan de Contingencia de la Infraestructura tecnológica
 - Implementar programas de formación y conocimiento de nuevas tendencias tecnológicas para todo el personal de TI.
 - Implementar Sistema Comercial CIS-CRM SAP en todas las Unidades de Negocio
 - Impulsar la interoperabilidad entre los sistemas Centro de contacto, ADMS y CIS/CRM.
 - Vincular las herramientas de los sistemas ADMS y CIS/CRM (Prólogo, Choice) a los procedimientos pertinentes de CNEL EP

- Estudios de Prefactibilidad e implementación para cambio de versión ADMS en coordinación con el Centro de Control Nacional
- Remplazo o actualización de equipos de comunicaciones obsoletos en Centros de Control locales y Subestaciones
- Documentar las aplicaciones críticas de operación con los beneficios y módulos que pueden ser usados por CNEL EP.
- Implementar un sistema centralizado de información corporativa
- **Gestión de Planificación**
 - Coordinar la elaboración del Plan Estratégico 2025 – 2029
 - Difundir y socializar el nuevo plan estratégico, misión, visión y valores
 - Fortalecer el modelo de priorización de proyectos de inversión
 - Impulsar la participación del sector privado en la ejecución de proyectos de expansión
 - Fortalecer la gestión de proyectos hasta su ejecución en las Unidades de Negocio
 - Impulsar la automatización de la generación de estadística e indicadores empresariales.
- **Gestión de Asuntos Corporativos**
 - Actualizar procedimientos con fecha de elaboración de más de 6 años.
 - Implementar auditorías a procedimientos homologados.
 - Actualizar y modelar el Mapa de Procesos de la institución.
 - Implementar nuevo Sistema de Seguimiento de Recomendaciones de Acciones de Control.
- **Gestión de Talento Humano**
 - Presentar propuesta y gestionar aprobación en Directorio de actualización de estructura empresarial.
 - Presentar propuesta y gestionar aprobación en Directorio de reforma a las Normas Internas de Administración del Talento Humano.
 - Coordinar con instituciones públicas el desarrollo de capacitaciones gratuitas para cumplir con las metas propuestas del Plan de Capacitación.
 - Impulsar en las Unidades de Negocio para que cumplan con la ejecución del plan de capacitación.
 - Implementar el Plan de Igualdad del MDT en la Corporación
 - Dar cumplimiento al Plan de mejora de clima laboral del MDT.
- **Gestión de Adquisiciones**
 - Seguimiento mensual a las Gerencias Corporativas y Unidades de Negocio para el cumplimiento de la planificación de procesos publicados.
 - Reuniones de trabajo con las áreas requirentes para que mantengan el PAC actualizado y realicen las reformas respectivas.

- Seguimiento a las Gerencias Corporativas y Unidades de Negocio para el avance y cumplimiento de la ejecución del PAC.
- **Sistema de Gestión Antisobornos (SGAS)**
 - Certificar a la Corporación con el Sistema de Gestión Antisoborno con la Certificación ISO 37001 en el 1er semestre 2025
 - Conforme a la cláusula 5.1.2 de norma ISO 37001, la Alta Dirección, continuará demostrando liderazgo y compromiso respecto al Sistema de Gestión Antisoborno, incluyendo establecer política y objetivos que sean implementados y revisados de forma adecuada así como asegurarse de la integración de los requisitos del SGA en los procesos de la organización.
 - Certificar Auditores Internos en la Norma ISO 37001 – Antisoborno.

5.3. Indicadores y Metas del Plan de Gestión Administrativa y Procesos de Apoyo 2025

Tabla Nro. 30: Cuadro de metas e indicadores del Plan Operativo – Procesos de Apoyo

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Unidad	Línea base 2024	Meta 2025	Resp.
OE2. Impulsar nuevos modelos de negocios y segmentos de mercado	1. Porcentaje de participación de camaroneros	$\frac{\text{Consumo de energía de camaroneros}}{\text{Consumo de energía Clientes Regulados}} \times 100$	%	3,81%	4,01%	GP
OE3. Incrementar la eficiencia en la gestión de ingresos, costos, gastos y la ejecución presupuestaria, para asegurar la reinversión en la expansión de cobertura y en calidad del servicio.	2. Porcentaje de Ejecución del PAC publicado vs planificado	$\frac{\text{Procesos publicados en el cuatrimestre}}{\text{Procesos planificados en el cuatrimestre}} \times 100$	%	98,75%	100%	ADQ
	3. Porcentaje de cumplimiento PAC por procesos contratados en función de lo publicado	$\frac{\text{Procesos contratados en el semestre}}{\text{Procesos publicados en el semestre}} \times 100$	%	80,48%	85%	ADQ
OE6. Mejorar la eficiencia de los servicios tecnológicos y su infraestructura	4. Porcentaje de Obsolescencia tecnológica	$\left[\frac{\text{No. Total equipos Obsoletos Salitral a la fecha medición}}{\text{No. Total equipos Salitral a la fecha medición}} \times 0.8 \right] + \left[\frac{\text{No. Total equipos obsoletos escritorio a la fecha medición}}{\text{No. Total equipos escritorio a la fecha medición}} \times 0.2 \right]$	%	53,81%	8%	GTI

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Unidad	Línea base 2024	Meta 2025	Resp.
	5. Porcentaje de implementación de plan de integración de servicios tecnológicos	$\frac{\text{N° actividades ejecutadas}}{\text{N° de actividades planificadas}} \times 100$	%	100%	100%	GTI
	6. Porcentaje de implementación de plataformas de ciberseguridad	$\frac{\text{N° proyectos de ciberseguridad ejecutados}}{\text{N° de proyectos de ciberseguridad planificados}} \times 100$	%	75%	100%	GSI
OE7. Integrar la gestión de riesgos y la responsabilidad social de forma transversal en los procesos, planes y proyectos, considerando las mejores prácticas de sostenibilidad.	7. Porcentaje cumplimiento del Plan de Sostenibilidad	$\frac{\text{Número de acciones cumplidas del Plan de Sostenibilidad}}{\text{Número Total de Acciones Totales del Plan de Sostenibilidad}} \times 100$	%	80%	100%	DRSC
OE8. Fortalecer la gestión, institucional y el desarrollo de capacidades del Talento Humano	8. Número de usuarios por trabajador	$\frac{\text{Número de usuarios totales}}{\text{Número de trabajadores totales}}$	#	435	466	GDC
	9. Índice de personal agregador de valor	$\frac{\text{Número de personal en procesos agregadores de valor}}{\text{Número total de personal}} \times 100$	%	77,58%	70%	GDC
	10. Índice de estabilidad laboral	$\frac{\text{Número de personal con contratos fijos (LOEP + Código)}}{\text{Número total de personal}} \times 100$	%	98,13%	95%	GDC
	11. Índice de Rotación de personal	$\frac{\text{Número de personal desvinculado + Número de personal con cambio administrativo}}{\text{Número total de personal}} \times 100$	%	12,39%	10%	GDC
	12. Porcentaje de Servidores Públicos Capacitados	$\frac{\text{Número de trabajadores capacitados}}{\text{Número total de trabajadores}} \times 100$	%	95,51%	96%	GDC

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Unidad	Línea base 2024	Meta 2025	Resp.
		Total de Trabajadores				
	13. Índice de cumplimiento de Planes de Capacitación	$\frac{\text{Número de personal con al menos 20 horas de capacitación}}{\text{Número total de personal}} \times 100$	%	86,60%	83%	GDC
	14. Porcentaje de actividades ejecutadas del Plan de Acción determinados en auditorías del SGA	$\frac{\text{(Actividades ejecutadas de los Planes de acción determinados en auditorías del SGA)}}{\text{Actividades planificadas de los Planes de acción determinados en auditorías del SGA}} \times 100$	%	ND	70%	GAC
	15. Cumplimiento de Investigación de las denuncias por soborno conforme el alcance del SGA	$\frac{\text{N° de denuncias investigadas por soborno conforme al alcance del SGA}}{\text{N° de denuncias recibidas por soborno conforme al alcance del SGA}} \times 100$	%	ND	100%	GAC
	16. Porcentaje de personal administrativo sensibilizado en el SGA	$\frac{\text{Personal sensibilizado de las Unidades de Negocio del alcance del SGA}}{\text{Total del personal administrativo de las Unidades de Negocio del alcance del SGA}} \times 100$	%	ND	70%	GAC
OE9. Optimizar los resultados en el corto, mediano y largo plazo a través de un mejoramiento continuo de procesos.	17. Maduración de implementación de gestión por procesos	$\frac{\text{Número de procesos implementados}}{\text{Número total de procesos descritos en el catálogo de procesos}} \times 100$	%	81%	90%	GAC
	18. Desempeño de procesos agregadores de valor	$\frac{\text{Sumatoria del resultado de la evaluación individual de los procesos agregadores de valor}}{\text{Número total de los procesos agregadores de valor}} \times 100$	%	100%	85%	GAC

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Unidad	Línea base 2024	Meta 2025	Resp.
	19. Cumplimiento de plan de acción de gestión de riesgos de gestión por procesos	$\frac{\text{Número de actividades previstas en el plan de acción de riesgos de procesos cumplidos}}{\text{Número de actividades previstas en el plan de acción de riesgos de procesos}} \times 100$	%	90%	90%	GAC

Fuente: Gerencia de Desarrollo Corporativo/Gerencia de Asuntos Corporativos/Dirección de Adquisiciones
Línea base con resultados al mes de diciembre/24

5.4. Presupuesto del Plan de Gestión Administrativa y Procesos de Apoyo

Para el 2025, con el fin de asegurar el servicio de distribución y comercialización de energía se desarrolle con normalidad, los procesos de apoyo tienen asignado USD 108,70 millones en el presupuesto de operación según el siguiente detalle:

Tabla Nro. 31: Presupuesto Plan Operativo – Procesos de Apoyo

Concepto	Presupuesto
Gestión Administrativa Financiera	\$80.329.787,55
Servicios Básicos	\$ 1.948.906,36
Seguros y Reaseguros (primas y cesiones)	\$21.984.953,51
Seguridad	\$11.902.821,86
Gastos Administrativos	\$19.057.048,71
Transporte	\$ 1.025.828,53
Arrendamiento Operativo	\$14.897.850,78
Mantenimiento y Reparaciones	\$ 9.512.377,80
Gestión de Responsabilidad Social	\$ 8.531.262,14
Herramientas	\$ 6.388.524,41
Salud y seguridad ocasional	\$ 1.351.495,06
Servicios Externos Legales y de Auditoría	\$ 199.933,00
Materiales	\$ 226.599,96
Impuestos y Contribuciones y Otros	\$ 73.945,74
Mantenimiento y Reparaciones	\$ 290.763,97
Gestión de Tecnologías de la Información	\$ 13.828.074,24
Actualización licencias Software	\$ 4.797.273,85
Telecomunicaciones	\$ 2.892.394,47
Arrendamiento Operativo	\$ 2.161.622,79
Mantenimiento y Reparaciones	\$ 2.908.834,22
Asesorías Especializadas	\$ 1.067.948,91
Gestión de Planificación / Asuntos Corporativos	\$ 2.308.758,08
Medición y evaluación de servicios de electricidad	\$ 434.790,09
Asesorías Especializadas	\$ 121.522,30

Concepto	Presupuesto
Contribuciones ARCONEL - ECUACIER ²⁴	\$ 1.752.445,69
Gestión de Talento Humano	\$ 43.180,54
Asesorías Especializadas (Estudio Matemático Actuarial)	\$ 29.580,54
Gastos de Residencia	\$ 13.600,00
Gestión Jurídica	\$ 260.668,13
Asesoría Legal	\$ 75.771,72
Asesorías Especializadas	\$ 24.485,24
Gastos Legales	\$ 160.411,17
Gestión de Comunicación	\$ 1.098.874,20
Promoción y Publicidad	\$ 1.098.874,20
Gestión de Seguridad de la Información	\$ 2.299.143,89
Actualización licencias Software	\$ 2.208.012,86
Asesorías Especializadas	\$ 7.678,16
Gestión de Riesgos Naturales y Antrópicos	\$ 83.452,87
Total	\$108.699.748,77

6. PLAN DE INVERSIONES

El Plan de Inversión 2025 de CNEL EP, en alineación al Plan Maestro de Electrificación (PME) 2024-2033 con énfasis en temas de: mejora de la infraestructura eléctrica, mejora de la calidad del servicio, reducción de pérdidas de energía, y ampliación de la cobertura, suma un total de USD 187.065.459,55

Es importante mencionar que conforme criterios dados por el MEM y la Gerencia Administrativa Financiera, los rubros nuevos y de arrastre a considerarse dentro de la proforma presupuestaria se definen de la siguiente forma:

Proyecto de Arrastre: Proyectos de inversión cuyo financiamiento provienen de Recursos asignados en años anteriores y que quedaron al 31 de diciembre como Saldos disponibles en Caja. En el PAI 2025 se aprobaron 229 proyectos de arrastres que corresponden a los 2021, 2022, 2023 y 2024, adicional a ello existen 2 proyectos del programa PRIZA que corresponden al año 2016.

Proyecto Nuevo: Proyecto de inversión cuyo financiamiento provienen de Recursos asignados en el año corriente y los que corresponden a ingresos por facturación o transferencias a recibir en el ejercicio económico presente.

²⁴ CNEL EP es miembro de la ECUACIER en cumplimiento del Acuerdo Ministerial N° 146 de 05 de agosto de 1988, en el cual el Ministerio de Energía y Minas ratificó "... la constitución del Comité Nacional Ecuatoriano de la Comisión de Integración Eléctrica Regional, identificado por las siglas ECUACIER, el mismo que estará integrado por representantes del sector eléctrico **ecuatoriano**, bajo la conducción y financiamiento de las Empresas Eléctricas del Ecuador...".

En el PAI 2025 se aprobaron 5 proyectos nuevos, los cuales corresponden a macroprogramas que se irán reformando conforme se vayan priorizando nuevos proyectos en el año 2025.

Tabla Nro. 32: Presupuesto – Plan de Inversiones 2025

Macroprograma	PAI 2025
Calidad (USD)	91.887.603,92
Expansión (USD)	95.177.855,63
Total PAI (USD)	187.065.459,55

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Proyectos

El Plan de Inversiones se financia con recursos provenientes de recursos propios y créditos externos. Los programas de inversión a ejecutarse en el 2025 se detallan a continuación:

Tabla Nro. 33: Detalle de Programas de Inversión 2025

Tipo	PROGRAMA DE INVERSIÓN	BID (USD)	CAF (USD)	JICA (USD)	RECURSOS DEL ESTADO (USD)	RECURSOS PROPIOS (USD)	TOTAL PROGRAMA (USD)
CALIDAD	CALIDAD ALUMBRADO PÚBLICO					4.051.901,70	4.051.901,70
	CALIDAD DISTRIBUCIÓN					87.835.702,22	87.835.702,22
EXPANSIÓN	ELECTRIFICACIÓN RURAL					3.430.178,90	3.430.178,90
	EXPANSIÓN ALUMBRADO PÚBLICO					3.160.763,84	3.160.763,84
	EXPANSIÓN DISTRIBUCIÓN					18.952.767,46	18.952.767,46
	FERUM	1.732.313,42					1.732.313,42
	PMD	37.655.620,34		8.309.122,42		231.744,36	46.196.487,12
	CAF		19.309.180,36				19.309.180,36
	PMRSEE	2.244.508,83					2.244.508,83
	PRIZA	61.297,42			90.358,28		151.655,70
TOTAL PAI 2025		41.693.740,01	19.309.180,36	8.309.122,42	90.358,28	117.663.058,48	187.065.459,55

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Proyectos

6.1. Plan de Expansión

6.1.1. Objetivo del Plan de Expansión

El objetivo estratégico al que apunta el presenta plan de expansión corresponde al siguiente:

Ilustración Nro. 14: Objetivo del Plan de Expansión

OE4. Atender el crecimiento de la demanda del servicio de energía eléctrica y alumbrado público

6.1.2. Acciones Estratégicas a Implementar en el 2025

Mejorar Infraestructura Crítica, para la dotación del servicio de energía eléctrica y alumbrado público priorizando iniciativas para el crecimiento vegetativo²⁵ y en zonas de desarrollo, para lo cual se instalará:

- 50 km de líneas en subtransmisión.
- 16 transformadores de potencia (370 MVA).
- 900 km de líneas de medio voltaje
- 930 km de línea de bajo voltaje
- Más de 4.800 transformadores de distribución.
- Más de 20.000 medidores para nuevos servicios.

6.1.3. Indicadores y Metas del Plan de Expansión 2025

Tabla Nro. 34: Cuadro de metas e indicadores del Plan de Expansión

Objetivo Estratégico	Objetivo Operativo	Indicador	Fórmula	Unidad	Línea Base 2024*	Meta 2025
OE4. Atender el crecimiento de la demanda del servicio de energía eléctrica y alumbrado público.	1. Atender el crecimiento de la demanda	1. Porcentaje de Cobertura del Servicio Eléctrico	$\frac{\text{Total de Viviendas con Servicio Eléctrico}}{\text{Número total de Viviendas}} \times 100$	%	97,28%	96,75% ²⁶
		2. Capacidad Instalada (MVA)	Total Capacidad Instalada en Subestaciones	MVA	5.602,95	4.950,40 ²⁷
		3. Porcentaje de Cumplimiento del Plan de Expansión	$\frac{\text{Cantidad de luminarias instaladas por expansión}}{\text{Cantidad de}} \times 100$	%	100%	100%

²⁵ El crecimiento vegetativo es el crecimiento total de la demanda en cada elemento de la red de distribución

²⁶ Meta establecida en el Plan Estratégico 2021 – 2025

²⁷ Meta establecida en el Plan Estratégico 2021 – 2025

		de Alumbrado Público	luminarias programadas por expansión			
--	--	-------------------------	---	--	--	--

Fuente: Gerencia de Distribución/Gerencia de Planificación

*Línea base con resultados al mes de diciembre/24

6.1.4. Presupuesto del Plan de Expansión

El presupuesto del plan de Expansión 2025 suma un total de USD 95.177.855,63 de acuerdo al siguiente detalle:

Tabla Nro. 35.- Detalle Proyectos de expansión (Nuevos – Arrastres)

MACROPROGRAMA	ARRASTRE	NUEVO	Total general
EXPANSIÓN SPEE	36.489.757,82	55.527.333,97	92.017.091,79
EXPANSIÓN SAPG	3.160.763,84		3.160.763,84
Total general	39.650.521,66	55.527.333,97	95.177.855,63

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Proyectos

Tabla Nro. 36: Detalle Proyectos de Expansión por programa y recursos 2025

PROGRAMA DE INVERSIÓN	BID (USD)	CAF (USD)	JICA (USD)	RECURSOS DEL ESTADO (USD)	RECURSOS PROPIOS (USD)	TOTAL PROGRAMA (USD)
ELECTRIFICACIÓN RURAL					3.430.178,90	3.430.178,90
EXPANSIÓN ALUMBRADO PÚBLICO					3.160.763,84	3.160.763,84
EXPANSIÓN DISTRIBUCIÓN					18.952.767,46	18.952.767,46
FERUM	1.732.313,42					1.732.313,42
PMD	37.655.620,34		8.309.122,42		231.744,36	46.196.487,12
CAF		19.309.180,36				19.309.180,36
PMRSEE	2.244.508,83					2.244.508,83
PRIZA	61297,42			90.358,28		151.655,70
TOTAL PAI 2025	41.693.740,01	19.309.180,36	8.309.122,42	90.358,28	25.775.454,56	95.177.855,63

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Proyectos

Dentro del rubro de Expansión, se contemplan los subprogramas:

6.1.4.1. Electrificación rural

Se centra fundamentalmente en la dotación de servicio eléctrico a poblaciones que aún no lo disponen, el cual permite generar condiciones para el desarrollo social, crecimiento económico de las áreas beneficiadas, y, la mejora de la calidad de vida de la población.

6.1.4.2. Expansión alumbrado público

Considerando que la iluminación de las vías, pasajes, accesos a poblaciones aporta de manera significativa a la seguridad de la ciudadanía, así como el confort de las personas CNEL se ha enfocado en expandir el Sistema de Alumbrado Público General con el fin de cubrir la demanda del servicio de conformidad con los planes de expansión.

6.1.4.3. Expansión distribución

Este plan busca brindar el servicio de suministro de energía eléctrica, y permitirá mejorar los índices de pérdidas, calidad del servicio e infraestructura.

6.1.4.4. FERUM

Se centra fundamentalmente en la dotación de servicio eléctrico a poblaciones que aún no lo disponen, el cual permite generar condiciones para el desarrollo social, crecimiento económico de las áreas beneficiadas, y, la mejora de la calidad de vida de la población.

6.1.4.5. PMD

Programa enfocado al plan de mejoramiento de distribución.

6.1.4.6. CAF

Programa de Reforzamiento de Redes de Distribución Eléctrica para el Sector Acuícola.- Financiado por el Banco de Desarrollo de América Latina – CAF, este programa permitirá el reforzamiento de redes de distribución eléctrica de los sectores acuícolas, se encuentra compuesto por dos componentes PMD y FERUM.

6.1.4.7. PMRSEE

El objetivo general del Programa contribuir a la modernización y mejora de la confiabilidad y capacidad del sistema eléctrico ecuatoriano, mediante: (i) la automatización, renovación y repotenciación de equipamiento eléctrico en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y Sistema Nacional de Distribución (SND), que permita aumentar la confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado (SNI); y (ii) el fortalecimiento de la planificación y gestión del SNI para facilitar su capacidad de expansión, así como mejorar la calidad y confiabilidad de la prestación de servicio.

6.1.4.8. Plan de Reconstrucción Integral de las Zonas Afectadas (PRIZA)

El Plan de Reconstrucción Integral de zonas afectadas nace después que el 16 de abril de 2016, el Ecuador sufrió un terremoto de magnitud 7,8 grados en la escala de Richter, el que afectó a las provincias de Manabí y Esmeraldas, y a su vez la infraestructura del área de servicio de las Unidades de Negocio Manabí, Esmeraldas y Santo Domingo.

6.2. Proyectos de Calidad

Los proyectos de calidad para el año 2025 suman un total de USD 91.887.603,92 de acuerdo al siguiente detalle:

Tabla Nro. 37: Detalle Proyectos de Calidad (Nuevos – Arrastres)

MACROPROGRAMA	ARRASTRE	NUEVO	Total general
CALIDAD ALUMBRADO PÚBLICO	4.051.901,70		4.051.901,70
CALIDAD DISTRIBUCIÓN	44.275.096,99	43.560.605,23	87.835.702,22
Total general	48.326.998,69	43.560.605,23	91.887.603,92

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Proyectos

Tabla Nro. 38: Proyectos de Calidad 2025

PROGRAMA DE INVERSIÓN	BID (USD)	CAF (USD)	JICA (USD)	RECURSOS DEL ESTADO (USD)	RECURSOS PROPIOS (USD)	TOTAL PROGRAMA (USD)
CALIDAD ALUMBRADO PÚBLICO	-	-	-	-	4.051.901,70	4.051.901,70
CALIDAD DISTRIBUCIÓN	-	-	-	-	87.835.702,22	87.835.702,22
TOTAL PAI CALIDAD 2025	0,00	0,00	0,00	0,00	91.887.603,92	91.887.603,92

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Proyectos

Dentro del rubro de Calidad, se contemplan los subprogramas:

6.2.1. Calidad Alumbrado Público

Comprende la inversión en administración, operación y mantenimiento del sistema de alumbrado público general para cumplir con los índices de calidad y continuidad para la prestación del SAPG, de conformidad a lo señalado en la Regulación.

6.2.2. Calidad Distribución

Este programa tiene como objetivo asegurar un nivel satisfactorio de la prestación del servicio de Distribución de Energía eléctrica para garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable dentro de los niveles de calidad establecidos.

7. RESUMEN DEL PRESUPUESTO DE LOS PLANES 2025

En resumen, el presupuesto de los planes descritos para el período 2025 asciende a USD 470,98 millones de dólares.

Tabla Nro. 39: Resumen presupuesto de los planes

Plan	Presupuesto 2025 (USD)
Plan Comercial	81.571.847,52
Plan de Operación y Mantenimiento del Sistema de Distribución	44.298.253,97

Plan	Presupuesto 2025 (USD)
Plan de Gestión Administrativa y Procesos de Apoyo	108.699.748,77
Superávit MEF	49.340.299,94
Total Operación (USD)	283.910.150,20
Total Plan de Inversión (USD)	187.065.459,55
Total Operación + Inversión (USD)	470.975.609,75

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Proyectos

8. PLAN FINANCIERO

8.1. Objetivos del Plan Financiero

El Plan Financiero se alinea al Plan Estratégico Institucional a través del objetivo estratégico 3; en tal sentido, el objetivo operativo de este plan es el siguiente:

Ilustración Nro. 15: Objetivos del Plan Financiero

**Incrementar la ejecución presupuestaria
tanto de operación e inversión**

8.2. Supuestos Financieros

Las metas y resultados obtenidos del Plan de Negocios, Expansión e Inversión se han consolidado y permiten elaborar los estados financieros proyectados de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, conforme el Presupuesto Prorrogado por el año 2025.

La Corporación ha trabajado durante los últimos años, en la consolidación de la sostenibilidad financiera de su gestión, cuyos resultados fundamentalmente han generado la posibilidad de mantener su operación con autonomía, superando una brecha histórica que derivaba en la necesidad de requerir transferencias del Gobierno Central por el déficit tarifario.

Reducir la diversidad de sistemas, procesos, formación del talento humano, entre otros recursos destinados a la gestión financiera, han sido otras de las prioridades que debe atender esta Administración con el propósito de mejorar los resultados y la calidad de la información.

Para el pronóstico de las ventas a realizarse en el año 2025, conforme el Presupuesto Prorrogado 2025, considerando la energía requerida para suplir la demanda de nuestros consumidores, se realizan estimaciones paramétricas considerando las siguientes variables:

- a) Crecimiento histórico de clientes, considerando un ritmo constante.
- b) Segmentación por tarifas y grupos de consumo.
- c) Proyectos para reducción de pérdidas de energía y mejoramiento de la calidad de servicio precalificados por ARCONEL.
- d) Crecimiento del PIB.
- e) Inflación anual.
- f) Aplicación de pliegos tarifarios vigentes, expedidos por ARCONEL.
- g) Salida de ciertos grandes clientes con altos consumos a clientes no regulados.
- h) Aplicación de modelos matemáticos de alta correlación (regresión lineal y series de tiempo).
- i) Los costos por compra de energía se han incrementado producto del estiaje ocurrido en la sierra ecuatoriana debido al Fenómeno de El Niño, y su consumo se incrementa de acuerdo a las condiciones de demanda de mercado conforme a las estadísticas de crecimiento del sector eléctrico.
- j) Se sostiene una política de optimización de gastos, priorizando la operación y mantenimiento, misma que se incrementa en proporciones similares al crecimiento vegetativo.
- k) Se fortalecen las acciones de calidad en la distribución y alumbrado público.
- l) Los excedentes generados se materializan en liquidez para posibilitar la inversión en proyectos de expansión.
- m) Se espera contar con la disponibilidad efectiva de recursos fiscales y de crédito externo para la realización de los programas de inversión, Los materiales adquiridos se usan de forma planificada sin generarse acumulación de stock.

8.3. Fuente de Ingreso

- a) Los recursos propios provienen de la facturación de la actividad de distribución y comercialización de energía.
- b) Los recursos fiscales son transferencias que se planifica recibir para el financiamiento del programa que cuentan con financiamiento de crédito fiscal.
- c) Los saldos iniciales corresponden a los montos que, al inicio del ejercicio económico 2025, conforme el Presupuesto Prorrogado 2025, se esperen encontrar en las cuentas bancarias de CNEL EP, y están conformados por recursos propios y recursos fiscales/créditos.
- d) Las Cuentas por Cobrar incluyen anticipos pendientes de amortizar de proveedores y subsidios.

8.4. Estado de Situación Projectado

El Balance de Situación refleja el resultado a obtenerse en el 2025, conforme el Presupuesto Prorrogado 2025, como producto de las actividades de distribución y comercialización que cumple la Corporación; para su formulación se ha tomado en consideración el Presupuesto Prorrogado y el Flujo de Caja para el año 2025.

Tabla Nro. 40: Estado de Situación Financiera (USD)

Cuentas	dic-24	dic-25	Variación	Variación (%)
		presupuesto prorrogado	2024 – 2025	2024 – 2025
Activo				
Activo Corriente	1.109.043.264,12	704.662.477,81	-404.380.786,31	-36,46%
Bancos	15.956.043,31	2.738.426,00	-13.217.617,31	-82,84%
Cuentas por Cobrar	917.891.465,65	524.701.337,65	-393.190.128,00	-42,84%
Otros Activo Corriente	175.195.755,16	177.222.714,16	2.026.959,00	1,16%
Activo no Corriente	2.485.377.517,32	2.525.501.655,76	40.124.138,44	1,61%
Propiedad Planta y Equipo	2.463.705.810,74	2.503.579.949,18	39.874.138,44	1,62%
Otros Activos no corriente	21.671.706,58	21.921.706,58	250.000,00	1,15%
TOTAL ACTIVO	3.594.420.781,44	3.230.164.133,57	-364.256.647,87	-10,13%
Pasivo				
Pasivo Corriente	1.196.407.109,07	1.022.211.772,20	-174.195.336,87	-14,56%
Obligaciones Corto Plazo	1.034.341.840,68	859.429.963,81	-174.911.876,87	-16,91%
Otros Pasivos Corrientes	162.065.268,39	162.781.808,39	716.540,00	0,44%
Pasivo no Corriente	1.413.608.397,96	1.156.310.060,96	-257.298.337,00	-18,20%
Obligaciones a Largo Plazo	1.307.520.089,45	1.049.431.493,45	-258.088.596,00	-19,74%
Otros Pasivos no Corrientes	106.088.308,51	106.878.567,51	790.259,00	0,74%
TOTAL PASIVO	2.610.015.507,03	2.178.521.833,16	-431.493.673,87	-16,53%
Patrimonio				
Capital	2.637.389.350,92	2.637.389.350,92	-	0,00%
Reservas	-	-	-	0,00%
Resultados Acumulados	1.280.342.238,88	-1.652.984.076,51	-372.641.837,63	29,10%
Resultados del periodo	-372.641.837,63	67.237.026,00	439.878.863,63	-118,04%
TOTAL PATRIMONIO	984.405.274,41	1.051.642.300,41	67.237.026,00	6,83%
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	3.594.420.781,44	3.230.164.133,57	-364.256.647,87	-10,13%

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

8.4.1. Activo

El Activo Total tiene una disminución de USD 364,26 millones con relación al saldo del estado de situación financiera del año 2024.

Esta variación es producto principalmente de los siguientes factores: i) disminución en Bancos de USD 13,22 millones se encuentra de acuerdo al Flujo de Caja Proyectado 2025, que corresponde a entradas de efectivo por USD 1.672,92 millones, Salidas de efectivo por USD 1.686,14 millones; ii) disminución de cuentas por cobrar en USD 393,19 millones, producto de la liquidación de los anticipos por concepto de retroactivos por contratación colectiva por USD 271,60 millones, cruce de cuentas por compra de energía por USD 151,35 millones e incremento en cuentas por cobrar clientes en relación a la proyección de lo facturado versus lo recaudado por USD 29,14 millones; iii) incremento en otros activos corrientes por USD 2,03 millones; iv) incremento en Propiedad, Planta y Equipo por USD 39,88 millones y; v) incremento en otros activos no corrientes por USD 0,25 millones.

El aumento en Cuentas por Cobrar Clientes de USD 29,14 en las cuentas por cobrar, se establece considerando la proyección de ingresos que de acuerdo al Presupuesto Prorrogado de Operación 2025 es por USD 1.600,84 millones mientras que la recaudación por estos conceptos de acuerdo al Flujo de Caja Proyectado 2025 es por USD 1.571,70 millones.

Propiedad, Planta y Equipo presenta un incremento neto de USD 39,88 millones debido principalmente a la incorporación de activos en función de la ejecución y liquidación de proyectos de infraestructura eléctrica, el incremento se origina por el valor de ejecución del presupuesto de inversión proyectado en el Presupuesto Prorrogado 2025 por USD 187,06 millones menos la depreciación estimada para el año 2025 USD 147,19 millones.

8.4.2. Pasivo

El Pasivo Total para el Presupuesto Prorrogado 2025, tiene una disminución de USD 431,49 millones con relación al año 2024. Esta variación obedece principalmente a los siguientes factores: i) disminución en obligaciones a corto plazo por USD 174,91 millones; ii) incremento en otros pasivos corrientes por USD 0,71 millones; iii) disminución en obligaciones a largo plazo por USD 258,08 millones; y, iv) incremento en otros pasivos no corrientes por USD 0,79 millones.

La disminución en las Obligaciones a Corto Plazo de USD 174,91 millones se genera como resultado principalmente de lo siguiente: i) las cuentas por pagar órdenes de pago presentan un incremento de USD 24,00 millones, como efecto del registro de los Gastos por USD 539,84 millones, de las inversiones por USD 117,66 millones, que de acuerdo al flujo de caja proyectado 2025 se cancelarán USD 527,84 millones y USD 105,66 millones respectivamente; ii) disminución en cuentas por pagar compra de energía por USD 203,85 millones que corresponden al cruce de cuentas por compra de energía por USD 151,35 millones y pago de deuda antigua a CELEC EP por USD 52,50 millones; y, iii) incremento en otros rubros por USD 4,94 millones.

La disminución en Obligaciones a Largo Plazo de USD 258,09 millones se da principalmente por: i) disminución en las provisiones por litigios judiciales por USD 303,60 que corresponden al cruce de cuentas retroactivo, considerando la liquidación de valores pagados por anticipados por concepto de contratación colectiva, y que se encuentran registrados como cuentas por cobrar trabajadores; ii) aumento de obligaciones con Entidades

Financieras por el registro de los Préstamos para financiar proyectos de inversión por USD 47,10 millones; y, iii) disminución de USD 1,59 millones en otros rubros.

8.4.3. Patrimonio

El Patrimonio el cual corresponde a la parte residual de los activos de la entidad, una vez deducidos todos los pasivos de la Corporación presenta un incremento de USD 67,24 millones, el cual corresponde al registro de la utilidad proyectada para el año 2025 por USD 67,24 millones, producto del superávit presupuestario por USD 49,34 millones asignado por parte del Ministerio de Finanzas.

8.5. Estado de Resultado Proyectado

Tabla Nro. 41: Estado de Resultado Proyectado (USD)

	ESTADO DE RESULTADOS	Dic-24	2025 presupuesto prorrogado	Variación	Variación (%)
1	Ingresos operacionales	1.496.444.327,00	1.607.749.303,53	111.304.976,53	7,44%
2	Gastos y Costos operacionales (-)	1.586.723.208,00	1.434.480.013,29	-152.243.194,71	-9,59%
3	EBITDA (3 = 1 - 2)	-90.278.881,00	173.269.290,24	263.548.171,24	-291,93%
4	Depreciaciones, Amortizaciones, Deterioro (-)	342.647.442,00	147.191.321,12	-195.456.120,88	-57,04%
5	Resultado Operacional (EBIT) (5 = 3 - 4)	-432.926.323,00	26.077.969,12	459.004.292,12	-106,02%
6	Total ingresos no operacionales	68.209.955,00	47.202.471,69	-21.007.483,31	-30,80%
7	Gastos y costos no operacionales (-)	6.339.689,00	5.047.044,20	-1.292.644,80	-20,39%
8	Otros Egresos (-)	1.585.780,00	996.370,92	-589.409,08	-37,17%
9	Resultado No Operacional (6 - 7 - 8)	60.284.486,00	41.159.056,57	-19.125.429,43	-31,73%
10	Resultado Neto (10 = 5 + 9)	-372.641.838,00	67.237.025,69	439.878.863,69	-118,04%

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

Tabla Nro. 42: Estado de Resultados Proyectado por Trimestre (USD)

	Cuentas	1T	2T	3T	4T	Proyección 2025 (Presupuesto Prorrogado)
1	Ingresos operacionales	369.782.339,81	418.014.818,91	401.937.325,88	418.014.818,92	1.607.749.303,53
2	Gastos y Costos operacionales (-)	329.930.403,06	372.964.803,45	358.620.003,32	372.964.803,46	1.434.480.013,29
3	EBITDA (3 = 1 - 2)	39.851.936,75	45.050.015,46	43.317.322,56	45.050.015,46	173.269.290,24
4	Depreciaciones, Amortizaciones Operacionales (-)	33.854.003,86	38.269.743,49	36.797.830,28	38.269.743,49	147.191.321,11
5	Resultado Operacional (EBIT) (5 = 3 - 4)	5.997.932,90	6.780.271,97	6.519.492,28	6.780.271,97	26.077.969,12
6	Total ingresos no operacionales	10.856.568,49	12.272.642,64	11.800.617,92	12.272.642,64	47.202.471,69
7	Gastos y costos no operacionales (-)	1.160.820,17	1.312.231,49	1.261.761,05	1.312.231,49	5.047.044,20
8	Otros Egresos (-)	229.165,31	259.056,44	249.092,73	259.056,44	996.370,92
9	Resultado No Operacional (6 - 7 - 8)	9.466.583,01	10.701.354,71	10.289.764,14	10.701.354,71	41.159.056,57

	Cuentas	1T	2T	3T	4T	Proyección 2025 (Presupuesto Prorrogado)
10	Resultado Neto (10 = 5 + 9)	15.464.515,91	17.481.626,68	16.809.256,42	17.481.626,68	67.237.025,69

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

8.5.1. Ingresos Operacionales

Los ingresos operacionales del presupuesto prorrogado para el año 2025 ascienden a USD 1.607,75 millones que, comparados con los ingresos operacionales del año 2024 USD 1.496,44 millones, proyectan un incremento de USD 111,30 millones, es decir del 7,44%.

Los ingresos operacionales del Presupuesto Prorrogado 2025 se establecieron considerando los siguientes rubros del Presupuesto de Operación Prorrogado 2025: i) Ingresos por Venta de Energía por USD 1.493,50 millones (2024: USD 1.315,18 millones), ii) Ingresos por Alumbrado Público por USD 107,33 millones (2024: USD 98,21 millones); y, iii) Otros ingresos operacionales por USD 6,91 millones (2024: USD 83,05 millones).

Para el año 2024 se registraron ingresos por Recuperación de Costos de Operación por USD 12,51 millones y Subvenciones del Gobierno por USD 44,21 millones y Otras Ventas por USD 26,33 , los cuales se registran en el momento que ocurren, por tal motivo no se presentan estimaciones al respecto para el año 2025.

8.5.2. Gastos y Costos Operacionales

Los gastos y costos operacionales del presupuesto prorrogado 2025 ascienden a USD 1.434,48 millones que comparados con los valores del año 2024 USD 1.586,72, presentan una disminución de USD 152,24 millones, equivalente al 9,59%.

Los gastos y costos operacionales del presupuesto prorrogado 2025 se determinaron considerando los siguientes rubros del Presupuesto de Operación Prorrogado 2025: i) Costo de Energía, ii) Mano de Obra, iii) Materiales; y, iv) Servicios.

El Costo de Energía en el presupuesto prorrogado para el año 2025, asciende al valor de USD 900,69 millones, mientras que su costo al cierre del año 2024 fue de USD 1.138,12 millones.

El valor del costo de energía por USD 900,69 proviene del presupuesto prorrogado para el año 2025, sin embargo el estudio de costo 2025 ha establecido un monto de costo de energía de USD 1.181,04 millones y las proyecciones comerciales de CNEL EP determinan un costo de energía que asciende a USD 1.225,52 millones; ante lo cual el riesgo financiero para CNEL EP se mantiene debido al importante incremento que tiene el costo de compra de energía desde el año 2023 a la presente fecha. Cuando CNEL EP dentro del presupuesto definitivo 2025 gestione el incremento del techo presupuestario para poder asumir los valores derivados a la totalidad de la compra de energía, se estima que se obtendrá un estado de resultados negativo.

Por otra parte, los Gastos de Mano de Obra, Materiales y Servicios se han proyectado en USD 533,79 millones para el año 2025 y para el año 2024 son de USD 448,17 millones.

8.5.3. Depreciaciones, Amortizaciones y Deterioro Operacionales

Se estimaron en función de los valores registrados en los estados financieros del año 2024. Estos valores no forman parte del Presupuesto Operativo del Presupuesto Prorrogado 2025.

8.5.4. Ingresos no operacionales

Los ingresos no operacionales disminuyen en USD 21,00 millones en relación al valor del año 2024, los ingresos no operaciones se determinaron de acuerdo al Presupuesto de Operación Prorrogado para el año 2025, la disminución en relación al 2024 obedece a reversiones de provisiones, valores que no forman parte del Presupuesto Operativo del Presupuesto Prorrogado 2025.

8.5.5. Gastos y costos no operacionales

En gastos y costos no operacionales se estiman una disminución de USD 1,29 millones en relación a los valores definitivos del año 2024 y se determinaron de acuerdo al Presupuesto de Operación Prorrogado para el año 2025.

8.5.6. Otros Egresos

En otros egresos se estiman en una disminución de USD 0,59 millones en relación a los valores definitivos del año 2024 y se determinaron de acuerdo al Presupuesto de Operación Prorrogado para el año 2025.

8.5.7. Resultado Neto

Debido al impacto financiero por el Costo de Energía, que para el año 2024 representan el 76% de los ingresos operacionales. CNEL EP presentó una pérdidas por USD 372,64 millones; sin embargo, considerando los valores que corresponden al Presupuesto Prorrogado 2025 se establece un resultado positivo de USD 67,24 millones debido al superávit presupuestario por USD 49,34 millones señalados en el Oficio Nro. MEF-SRF-2024-0243-O del 11 de abril de 2024 remitido por la Subsecretaría de Relacionamento Fiscal del Ministerio de Economía y Finanzas.

8.6. Flujo de Caja Proyectado

Tabla Nro. 43: Flujo de Caja Proyectado 2025 (USD)

CONCEPTO	2024	PROYECCIÓN 2025
SALDO INICIAL DE EFECTIVO	20.540.251,32	8.967.477,77
Venta de Energía Consumidores	1.218.586.171,33	1.342.174.449,11
Venta de Energía Sistema de Alumbrado Público	93.727.674,40	102.482.238,57
Ingresos que no son Venta de Energía	255.044.229,02	279.676.049,58
Recursos para Inversión	41.113.446,61	37.981.968,06
ENTRADAS DE EFECTIVO	1.608.471.521,36	1.762.314.705,31
Costo de Energía Comprada	886.907.612,59	900.688.144,00
Mano de Obra	298.860.271,90	270.732.673,70
Materiales	33.980.489,95	48.796.798,85
Servicios	144.345.863,51	272.361.554,49

CONCEPTO	2024	PROYECCIÓN 2025
Otros Egresos de efectivo Operativos	1.731.583,88	1.112.548,31
Utilización Recursos Planes de Inversión	18.849.048,62	35.515.307,71
Documentos/Cuentas por pagar (Retroactivos CC)	20.357.771,11	21.031.292,42
Otros egresos de efectivo	215.011.653,35	218.825.014,84
EGRESOS DE EFECTIVO	1.620.044.294,91	1.769.063.334,32
SALDO FINAL DEL EFECTIVO	8.967.477,77	2.218.848,77

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

8.6.1. Ingresos

Los ingresos por distribución de energía corresponden a los valores recaudados por el servicio de distribución y comercialización de electricidad entregada a los hogares, industrias y comercios en el área de servicio, cuya proyección para el año 2025 asciende a USD 1.342,17 millones. El concepto SAPG o alumbrado público corresponde a la energía distribuida en vías públicas, parques públicos, y demás espacios de libre circulación, con el objetivo de proporcionar la visibilidad adecuada para el normal desarrollo de las actividades, la cual se factura conforme a las tarifas definidas por las ordenanzas municipales el valor de recaudación para el 2025 se ha proyectado en USD 102,48 millones.

Los otros ingresos contemplan la gestión de cobro, multas, peajes, las comisiones por la recaudación de valores a municipios, bomberos, etc., venta de bases, bienes, materiales y demás rubros facturados a abonados por servicios ajenos a la distribución de electricidad, cuya proyección para el año 2025 asciende a USD 279,68 millones.

Los Ingresos de Inversión se componen del financiamiento externos proveniente de multilaterales de crédito como El Banco Interamericano de Desarrollo, Banco de Desarrollo de América Latina y Agencia de Cooperación Internacional de Japón se refiere a los montos por las transferencias a CNEL EP, para la ejecución de los programas de inversión BID V y BID VI, JICA, CAF, por el importe de USD 37,98 millones como Agencia Francesa de Desarrollo.

El incremento en las entradas de efectivo del flujo de caja proyectado del año 2025 en relación al flujo de caja del año 2024, se genera principalmente porque se proyecta mantener altos índices de recaudación sobre los valores facturados a los abonados por el consumo de energía eléctrica, así como la recepción de recursos de inversión de acuerdo a los Créditos Multilaterales (BID V, BID VI, JICA).

8.6.2. Egresos

El principal egreso corresponde al rubro de por Compra de energía el cual contempla el pago a los Agente del Mercado Eléctrico Mayorista por la energía facturada por el año 2025 por el monto de USD 900.69 millones. Adicional se proyecta la cancelación de USD 686.28 millones corresponden a deuda pendiente del año 2022, 2023 y 2024.

Los gastos de operación incluyen los rubros de Mano de Obra, Materiales y Servicios que ascienden a USD 591.89 millones, que han sido considerados durante el año 2025. Los pagos de inversión con recursos de financiamiento de créditos externos USD 35.51 cuya ejecución está supeditada a la acreditación oportuna de recursos por partes de los entes rectores. Se estima cancelar las cuotas de estos créditos externos el valor de USD 3.43 millones.

Los pagos de Inversión con financiamiento propio, tales como calidad, expansión entre otros se proyectan por el importe de USD 82.89 millones. Las cuentas por pagar asciende a USD 21.03 millones corresponden pasivos laborales contingentes para el año 2025.

Los egresos de efectivo del flujo de caja proyectado del año 2025 se incrementan en relación al flujo de caja del año 2024, producto de los desembolsos de mano de obra, de compra de energía de acuerdo a la demanda proyectada, y por los pagos generados por la adquisición de bienes y servicios para la operación y el mantenimiento del sistema de distribución, adicionalmente se proyecta cancelar deuda de años anteriores por compra de energía.

8.7. Presupuesto Empresarial

El 8 de noviembre de 2024 con Oficio Nro. MEF-SRF-2024-0716-O, la Subsecretaria de Relacionamiento Fiscal del Ministerio de Economía y Finanzas remite los Lineamientos presupuestarios para Empresas Públicas de la Función Ejecutiva y suscripción del “Convenio Interinstitucional de transferencia de recursos excedentes de las empresas públicas de la Función Ejecutiva”.

El 15 de noviembre de 2024 con Oficio Nro. CNEL-CNEL-2024-0959-O, la Gerencia General de CNEL EP solicita al Ministerio de Economía y Finanzas lo siguiente:

- La autorización del incremento del techo presupuestario por USD 208,62 millones, sobre la base del análisis presentado en este informe, ante lo cual el actual presupuesto 2024 de CNEL EP, pasa de USD 2.225,85 millones al valor total de USD 2.434,47 millones, en atención a lo establecido en el Oficio Nro. MEF-SRF-2024-0716-O.
- La autorización para incrementar los techos autorizados de gasto de personal, de los grupos 51 y 61, que ascienden a los valores de USD 116,66 millones y USD 195,02 millones respectivamente, en atención a las disposiciones emitidas en el Oficio Nro. MEF-SRF-2024-0243-O.
- La autorización para utilizar el Superávit proyectado de USD 49,34 millones, en concordancia con las cifras de la reforma presupuestaria presentada en este informe y en atención a las disposiciones emitidas en el Oficio Nro. MEF-SRF-2024-0243-O.

Es preciso recalcar que la reforma presupuestaria solicitada al MEF por el incremento de ingresos en USD 208,62 millones, se fundamenta básicamente en la consideración del reconocimiento por déficit tarifario, bajo el respaldo del Oficio Nro. MEM-SDCEE-2024-0735-OF, de fecha 22 de octubre 2024, que el Ente Rector dirigió a la Agencia de Regulación y Control de Energía Eléctrica (ARCONEL), respecto a los valores que por Compra de

Energía, requieren las Empresas Eléctricas de Distribución (EDD), según la realidad del sector ante la crisis energética declarada mediante Decreto Ejecutivo No. 355, mas no lo que se estableció en el Estudio de Costo 2024.

El 20 de noviembre de 2024 mediante Oficio Nro. CNEL-CNEL-2024-0971-O, la Gerencia General de CNEL EP da respuesta al Oficio Nro. MEF-SRF-2024-0716-O con la información requerida por el Ministerio de Economía y Finanzas.

El 9 de diciembre de 2024 se realizó reunión de trabajo por videoconferencia entre CNEL EP y el Ministerio de Economía y Finanzas para la revisión de las cifras presupuestarias de CNEL EP contenidas en el Oficio Nro. CNEL-CNEL-2024-0971-O de CNEL EP y conforme el cronograma establecido en el Oficio Nro. MEF-SRF-2024-0716-O del Ministerio de Economía y Finanzas.

El 19 de diciembre de 2024 mediante Oficio Nro. MEF-SRF-2024-0820-O, la Subsecretaría de Relacionamento Fiscal del Ministerio de Economía y Finanzas, da respuesta al Oficio Nro. CNEL-CNEL-2024-0959-O, y en su parte pertinente señala lo siguiente:

“4. CONCLUSIÓN

Finalmente, considerando que los pliegos tarifarios del sector eléctrico son elaborados por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, como lo establece los artículos 55 y 56 de la Ley Orgánica del Servicio Público De Energía Eléctrica, el cual debe ser comunicado por el Ministerio de Energía a esta Cartera de Estado para que se realice el análisis previo de factibilidad, y sobre la base de las responsabilidades y atribuciones de esta Subsecretaría, me permito indicar que, una vez que este Despacho cuente con el estudio técnico- económico elaborado por el ARCONEL, en donde se plasman todos los costos por concepto de calidad, confiabilidad, administración, operación y mantenimiento, y la expansión del sistema para la CNEL EP, esta Cartera de Estado, analizará dicha información y de ser el caso autorizará las modificaciones presupuestarias requeridas.”

Es decir, que el Ministerio de Economía y Finanzas, no autorizó la reforma presupuestaria de incremento de ingresos, indicando que el ARCONEL es el organismo encargado de determinar a través del Estudio de Costo los valores de subsidios por déficit tarifario.

El 20 de diciembre de 2024 mediante Oficio Nro. MEF-SRF-2024-0826-O, la Subsecretaría de Relacionamento Fiscal del Ministerio de Economía y Finanzas, envía el borrador del Convenio de Transferencia de Recursos Excedentes a CNEL EP, y en sus partes pertinentes establece lo siguiente: “

- *Si bien, la situación actual del sector eléctrico respecto al costo de compra de la energía eléctrica desemboca en un incremento en los costos y gastos operativos de la empresa, esta no es la única dificultad financiera que presenta, los pasivos laborales actuales y proyectados suponen un escenario financiero de total incertidumbre para la CNEL EP.*
- *La falta de ejecución en inversión impacta de varias formas la gestión en la empresa, como es la falta de continuación con los procesos planificados en el año y periodos*

posteriores, esto ha generado que la empresa no cumpla con su plan de acción para la recuperación de pérdidas de energía, cuyo porcentaje asciende a 20.11%, lo que significa un impacto importante en la recaudación de sus ingresos de USD 408.00 millones aproximadamente.

- A la presente fecha se evidencia la materialización del riesgo de impacto fiscal en el PGE, derivado de la crisis del sector eléctrico. A la presente fecha se cuantifica dicho riesgo en USD 24,3 millones para el ejercicio fiscal 2024, lo que hace indispensable, la revisión y actualización de las tarifas asignadas a todo el sector eléctrico.
- El cambio constante de autoridades en la EP, reduce drásticamente la capacidad de ejecución presupuestaria en la empresa, generando no solo una reducción de sus ingresos, también reduce su capacidad de cubrir la demanda de consumo de energía, la cual se encuentra en constante crecimiento.

Para finalizar, indico que, el monto estimado que, por concepto de excedentes que la empresa pública deberá transferir a la Cuenta Única del Tesoro Nacional, en el transcurso del siguiente ejercicio fiscal, se ha estimado en USD 0.00; el cual deberá ser plasmado en el CONVENIO INTERINSTITUCIONAL DE TRANSFERENCIA DE RECURSOS EXCEDENTES, cuyo borrador, fue revisado por la Coordinación General Jurídica de esta Cartera de Estado a través del Memorando Nro. MEF-CGAJ-2024-1092-M, y se anexa al presente para su revisión y suscripción, una vez que se cuente con la respectiva autorización del Directorio.”

Tabla Nro. 44: Presupuesto Prorrogado 2025 (USD)

Grupo MEF	Nombre Grupo MEF	Presupuesto Inicial Prorrogado 2024	Presupuesto Aprobado 2024	Devengado 2024	Presupuesto Prorrogado 2025
Ingresos Corrientes		1.464.217.661,75	1.654.951.775,22	1.485.555.139,87	1.654.951.775,22
13	Tasas y Contribuciones	95.894.193,37	107.334.680,64	98.235.510,69	107.334.680,64
14	venta de Bienes y Servicios	1.318.555.335,75	1.493.502.897,39	1.327.829.341,17	1.493.502.897,39
17	Renta de Inversiones y Multas	18.477.298,22	15.448.832,03	34.341.091,28	15.448.832,03
19	Otros Ingresos	31.290.834,41	38.665.365,16	25.149.196,73	38.665.365,16
Ingresos de Financiamiento		369.962.870,29	570.894.765,58	0,00	570.894.765,58
36	Financiamiento Público	112.714.809,37	47.104.397,95	0,00	47.104.397,95
37	Saldos disponibles	26.995.450,92	15.560.575,50	0,00	5.327.010,48
38	Cuentas pendientes por cobrar	230.252.610,00	508.229.792,13	0,00	518.463.357,15
Total Ingresos		1.834.180.532,04	2.225.846.540,80	1.490.763.566,02	2.225.846.540,80
Egresos Corrientes		147.180.926,36	202.425.908,64	146.734.939,05	208.330.586,14
51	Masa salarial corriente	63.103.601,65	61.713.758,85	57.946.149,93	61.713.758,85
52	Prestaciones de la Seguridad Social	48.032.021,22	49.213.638,82	52.820.901,54	49.213.638,82
53	Bienes y servicios de consumo	26.814.929,71	23.693.851,18	21.063.185,02	28.516.937,50
57	Otros Gastos Corriente	8.891.726,00	9.938.555,22	8.801.723,22	11.020.146,40
58	Transferencias o donaciones corrientes	338.647,78	57.866.104,57	6.102.979,34	57.866.104,57
Egresos de Producción		1.120.003.506,25	1.287.437.819,72	1.224.389.251,30	1.281.533.142,21
61	Masa salarial producción	205.241.303,86	186.206.931,52	189.525.575,77	186.206.931,52
63	Bienes y servicios de producción	188.031.335,41	182.619.589,15	142.905.312,98	176.589.235,48
63	Compra de energía	714.807.711,93	900.688.144,00	883.873.890,26	900.688.144,00
67	Otros gastos de Producción	11.923.155,05	17.923.155,05	8.084.472,29	18.048.831,21
Egresos de Inversión		235.476.358,16	187.065.459,55	117.471.425,30	187.065.459,55
75 – 84	Inversión	235.476.358,16	187.065.459,55	117.471.425,30	187.065.459,55
Pasivo Circulante		331.519.741,27	548.917.352,90	2.167.950,37	548.917.352,90
97	Pasivos	331.519.741,27	548.917.352,90	2.167.950,37	548.917.352,90
Total Egresos		1.834.180.532,04	2.225.846.540,80	1.490.763.566,02	2.225.846.540,80

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

8.7.1. Presupuesto Prorrogado de Ingresos

El Presupuesto Prorrogado de ingresos para el año 2025, de acuerdo a las proyecciones y estimaciones de la Gerencia Comercial que se hicieron para el año 2025, asciende a USD 2.225.846.540,80; los cuales están conformados por la venta de energía, otros ingresos, transferencias para programas de inversión.

8.7.1.1. Ingresos Corrientes

8.7.1.1.1. Tasas y contribuciones

Este grupo corresponde a las tasas que se recaudan por concepto de Alumbrado Público General, el mismo asciende a USD 107,33 millones, el cual no tiene variación en relación al Presupuesto aprobado 2024.

8.7.1.1.2. Venta de bienes y servicios

Estos Ingresos corresponden a la Venta de Energía y Peajes, por el uso de redes de subtransmisión y distribución, la Proyección de la facturación por venta de energía y peajes de manera prorrogada para el año 2024 en USD 1.493,50 millones. No existe una variación respecto al Presupuesto Aprobado, en virtud de que los valores devengados son superiores.

8.7.1.1.3. Rentas de inversiones y multas

Este grupo corresponden a intereses por mora en planilla de clientes e intereses por créditos o convenios, arrendamiento de postes, multas, el total de estos rubros prorrogados suman USD 15,45 millones.

8.7.1.1.4. Otros ingresos

El rubro de Otros ingresos prorrogados para el año 2025 es de USD 38,67, en los cuales se encuentran las comisiones cobradas por un valor de USD 6.66 millones y los otros ingresos no especificados que son los ingresos de gestión de cobro, mercado ocasional, indemnizaciones de seguros, daños a propiedades e instalaciones, donaciones de bienes, interés crédito circuito expreso las cuales suman el valor de USD 32.01 millones.

8.7.1.2. Ingresos de financiamiento

8.7.1.2.1. Financiamiento público

Se refiere a los montos por las transferencias a CNEL EP, del Presupuesto Prorrogado 2024 de los programas de inversión BID V y BID VI, JICA, CAF, por el importe de USD 47,10 millones, no existe variación.

Estos recursos, provienen de las transferencias del MEF, solicitadas por el MEM, para la ejecución de los Programas de Inversión con créditos externos. La ejecución de este rubro está sujeta al cumplimiento del uso de los recursos, esto es mínimo el 80% de pagos en

relación a las transferencias recibidas para todo el Programa de Inversión de todas las Empresas Eléctricas Distribuidoras.

i. Convenio de Adhesión por Programa de Inversión con Crédito BID V

Con fecha 16 de octubre del 2020 se celebra el convenio de Adhesión para la Ejecución del programa Apoyo al Avance del Cambio de la Matriz energética, entre el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables y la Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP. El plazo de vencimiento de este programa de inversión ha sido reprogramado hasta enero 2026, de acuerdo a Resolución No. 008, del Viceministerio de Finanzas del 18 de marzo de 2023.

ii. Convenio de Adhesión por Programa de Inversión con Crédito BID VI

Con fecha 16 de octubre del 2020 se celebra el convenio de Adhesión para la Ejecución del Programa de Modernización y Renovación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, entre el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables y la Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP. El plazo de vencimiento ha sido reprogramado hasta septiembre de 2026 de acuerdo a Resolución No. 067 del Viceministerio de Finanzas del 14 de noviembre de 2023.

iii. Convenio de Adhesión por Programa de Inversión con Crédito JICA

Con fecha 16 de octubre del 2020 se celebra el convenio de Adhesión para la Ejecución del programa Apoyo al Avance del Cambio de la Matriz energética, entre el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables y la Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP. El plazo de vencimiento de este programa de inversión es el 03 de enero del 2026.

iv. Contrato de Préstamo entre la CAF y el Estado Ecuatoriano (MEF) y Convenio Subsidiario entre el MEF y el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MEM)

Con fecha 15 de septiembre de 2023, se suscribió el contrato de préstamo entre la República del Ecuador representada por el Ministerio de Economía y Finanzas, en calidad de Prestataria; y, la Corporación Andina de Fomento CAF, en calidad de Prestamista, para el “Programa de Reforzamiento de Redes de Distribución Eléctrica para el sector Acuícola”.

El 03 de enero de 2024, se suscribió el Convenio Subsidiario entre Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y el Ministerio de Energía y Minas, para el financiamiento de programas y/o proyectos de inversión pública que se enmarquen en el “Programa de Reforzamiento de Redes de Distribución Eléctrica para el Sector Acuícola”.

Con fecha 15 de agosto 2024, fue suscrito el “CONVENIO DE TRANSFERENCIA ENTRE EL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS Y LA EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD CNEL EP”, del Contrato de Préstamo suscrito el 15 de septiembre de 2023.

8.7.1.2.2. Saldos disponibles

Corresponde a los saldos de caja trasladados al Presupuesto Prorrogado 2025 y está compuesto por financiamiento fiscal por USD 4,48 millones, y USD 841.446,59 por financiamiento de recursos propios.

8.7.1.2.3. Cuentas por cobrar disponibles

En la Proforma Presupuestaria Prorrogada 2025 se consideró: i) Anticipos pendientes de devengar por concepto de sentencias judiciales por contratación colectiva, al personal de código de Trabajo y LOEP, por el valor de USD 324,04 millones, ii) Cuentas por cobrar correspondiente a Subsidios, tales como: Tarifa de la dignidad, Ley del Anciano, Subsidio por Discapacidad, de años anteriores, por el valor de USD 160,38 para gestionar cruce de cuentas por la Compra de energía pendientes de pago del año 2023 y 2024, iii) Anticipos pendientes por devengar de contratos financiados con recursos externos, por el valor de USD 17.81 millones, iv) Anticipos pendientes de devengar de contratos financiado con recursos propios, por el valor de USD 10, 23 millones, v) Devolución de valores que corresponden al Convenio de Liquidez por el valor de USD 6,00 millones.

8.7.2. Presupuesto Prorrogado de Egresos

8.7.2.1. Egresos corrientes

8.7.2.1.1. Masa salarial corriente y Prestaciones de la seguridad social

En los gastos en personal corriente se registran los componentes de mano de obra (sueldos, salarios y beneficios sociales) destinados al personal administrativo. Así como también el rubro correspondiente a la pensión jubilar de exfuncionarios (Grupo 52), y las Indemnizaciones por Desahucio, Indemnización por Jubilación, cuyo valor prorrogado para el presupuesto 2025 asciende a USD 110,93 millones, no existe variación respecto al Presupuesto Aprobado.

8.7.2.1.2. Bienes y servicios de consumo

El valor prorrogado para el año 2025 asciende a USD 28,51 millones. En este grupo se encuentran las partidas administrativas, las cuales presentan una variación de aumento principalmente en los siguientes conceptos:

- Arrendamiento de Inmuebles, equipos informáticos, capacitación entre otros, por USD 1,17 millones.
- Actualización licencias Software por USD 3,02 millones.
- Seguridad y vigilancia, viáticos y subsistencias al interior por USD 1,08 millones

8.7.2.1.3. Otros gastos corrientes

El monto prorrogado para el año 2025 asciende a USD 11,02 millones, en este grupo se considera reconocer obligaciones de carácter normativo tales como CENACE y ECUACIER, en las contribuciones al CENACE y las comisiones bancarias y fiduciarias existe una variación de aumento USD 2,24 millones adicional existe una variación de disminución en el rubro de seguros y reaseguros por el valor de USD 1,09 millones.

8.7.2.1.4. Transferencias y donaciones corrientes

El monto prorrogado 2025 para este grupo es de USD 57,87 millones. Dentro de este grupo se registra el valor por la Contribución del 1,5 x mil, cuyo monto prorrogado para el año 2025 es de USD 338,65 mil.

8.7.2.2. Egresos de producción

En el presupuesto de producción se incluyen todas aquellas asignaciones destinadas a los procesos que agregan valor como lo son las etapas funcionales de distribución, subtransmisión, comercialización y alumbrado público. Es decir, todos aquellos costos del giro del negocio. Adicionalmente en este apartado se incluyen los valores por compra de energía.

8.7.2.2.1. Masa salarial de producción y Desvinculaciones

En los gastos en personal para producción se registran los componentes de mano de obra (sueldos y salarios y beneficios sociales) destinados a las labores operativas, y las Indemnizaciones por Desahucio, Indemnización por Jubilación. El valor prorrogado para el año 2025 es de USD 186,21 millones.

8.7.2.2.2. Bienes y servicios de producción y Compra de energía

El valor prorrogado para el Presupuesto del año 2025 es de USD 1.077,28 millones, en este grupo se encuentran principalmente los siguientes conceptos:

- Compra de Energía a Generadores Públicos y Privados, primordialmente a CELEC EP.
- Servicios Comerciales tales como corte y reconexión, entrega de avisos, Lectofacturación, inspecciones, entre otros.
- Servicios de Operación y Mantenimiento del sistema eléctrico.
- Servicios de Guarderías, Residencias y Capacitación.
- Combustibles y Lubricantes.
- Mantenimiento de Vehículos, Inmuebles, equipos tecnológicos entre otros.
- Arrendamiento de Vehículos, Inmuebles, equipos informáticos entre otros.
- Viáticos, Subsistencias y Hospedajes, tanto para el interior como para el exterior.
- Pasajes aéreos y movilizaciones, tanto al interior como para el exterior.
- Consultorías de carácter técnico y operativo.

8.7.2.2.3. Otros gastos de producción

El valor prorrogado para el año 2025 asciende a USD 18,05 millones, en este grupo se consideran las obligaciones de carácter normativo tales como matrículas de vehículos operativos, tasas ambientales y pólizas de seguros de bienes operativos, el cual representa una variación respecto al Presupuesto Aprobado 2024 principalmente en el rubro de Seguros.

8.7.2.3. Presupuesto de Inversión y de Capital

Los gastos de inversión de la empresa son aquellos en los que incurre, destinado a la creación de infraestructura y a la creación o adquisición de bienes de naturaleza inventariable necesarios para el funcionamiento de los servicios y aquellos otros gastos que tengan carácter de amortizables. Los bienes de inversión reúnen las siguientes características:

- No son bienes destinados al consumo,
- Tienen una duración previsiblemente superior al ejercicio presupuestario,
- Son susceptibles de inclusión en Propiedad, Planta y Equipo e inventario, y
- Son gastos previsiblemente no reiterativos.

El Presupuesto de capital es el total de las asignaciones destinadas a la creación de bienes de capital y conservación de los ya existentes, a la adquisición de bienes inmuebles que contribuyen a acrecentar y preservar los activos físicos patrimoniales o financieros de la empresa incluyendo las líneas y redes eléctrica y su infraestructura.

Tabla Nro. 45: Presupuesto de Inversión (USD)

Grupo MEF	Nombre Grupo MEF	Presupuesto Inicial Prorrogado 2024	Presupuesto Aprobado 2024	Presupuesto Prorrogado 2025
75 – 84	Inversión	235.476.358,16	187.065.459,55	187.065.459,55
Total Egresos de Inversión		235.476.358,16	187.065.459,55	187.065.459,55

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

8.7.2.4. Pasivo circulante

En la aplicación del financiamiento se presenta el pasivo circulante por USD 548,92 millones, compuesto como se describe a continuación:

- Pasivo disponible por USD 42,00 millones para pagos de pasivos contingentes por sentencias judiciales.
- El monto de USD 324,04 millones, corresponde a los anticipos pagados a los trabajadores por concepto de sentencias judiciales y actos administrativos.
- El valor de USD 182,88 millones por pago de deudas de los años 2023 y 2024, producto del estiaje por el Fenómeno de El Niño, por concepto del incremento del costo de energía debido al pago de garantías de importación de Colombia, quedando valores pendientes a CELEC EP y al CENACE.

De manera general el incremento de los pasivos circulantes representa un riesgo financiero en el corto y mediano plazo para la empresa. Los pagos realizados, especialmente aquellos

de origen jurídico, implicaron una presión sobre el flujo de caja, impactando finalmente en la capacidad operativa de CNEL.

8.8. Índices Financieros

A continuación, se detalla los índices financieros proyectados del 2025.

Tabla Nro. 46: Índices Financieros

Tipo	Indicador	Fórmula del Indicador	Dic-24	2025 presupuesto prorrogado
Liquidez	Liquidez corriente	Activos corrientes / Pasivos corrientes	0,93	0,69
	Prueba ácida	Activo Corriente – Inventarios / total pasivos corrientes	0,80	0,46
Solvencia	Endeudamiento del activo	Pasivo total / Activo total	0,73	0,67
	Endeudamiento patrimonial	Pasivo total / Patrimonio	2,65	2,07
	Apalancamiento	Activo total / Patrimonio	3,65	3,07
Gestión	Impacto de Gastos Administrativos y Ventas	Gastos Administrativos y Ventas / Ventas	0,31	0,33
Rentabilidad	Rentabilidad sobre el Activo	Utilidad Neta / Total Activo	-0,104	0,0208
	Rentabilidad sobre el Patrimonio	Utilidad Neta / Total Patrimonio	-0,379	0,0639

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

Tabla Nro. 47: Índices Financieros Proyección 2025 – Trimestral

Tipo	Indicador	Fórmula del Indicador	1T	2T	3T	4T
Liquidez	Liquidez corriente	Activos corrientes / Pasivos corrientes	0,70	0,70	0,69	0,69
	Prueba ácida	Activo Corriente – Inventarios / total pasivos corrientes	0,47	0,47	0,47	0,47
Solvencia	Endeudamiento del activo	Pasivo total / Activo total	0,67	0,67	0,67	0,67
	Endeudamiento patrimonial	Pasivo total / Patrimonio	2,07	2,07	2,07	2,07
	Apalancamiento	Activo total / Patrimonio	3,07	3,07	3,07	3,07
Gestión	Impacto de Gastos Administrativos y Ventas	Gastos Administrativos y Ventas / Ventas	0,31	0,32	0,33	0,33
Rentabilidad	Rentabilidad sobre el Activo	Utilidad Neta / Total Activo	0,0048	0,0102	0,0154	0,0208
	Rentabilidad sobre el Patrimonio	Utilidad Neta / Total Patrimonio	0,0147	0,0313	0,0473	0,0639

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

En términos de Liquidez se observa una disminución en este indicador el mismo que se origina principalmente por una leve reducción de las cuentas por cobrar, y la disminución de la cuenta por pagar conforme las proyecciones del flujo de caja para el año 2025, por el Presupuesto Prorrogado 2025.

Los indicadores de Solvencia denotan que existe una leve disminución del endeudamiento con el cual la Corporación se apalanca, la disminución en comparación al ejercicio económico anterior se genera principalmente por la disminución del pasivo a largo plazo producto de la liquidación de pasivos contingentes.

El indicador de Gestión, que hace especial énfasis en el impacto que tienen los gastos administrativos y de ventas sobre los ingresos, presenta un comportamiento estable en relación al Presupuesto Prorrogado 2025.

Los indicadores de Rentabilidad muestran que la Corporación cubre sus costos y gastos y que los resultados generan un rendimiento sobre los Activos y el Patrimonio para el Presupuesto Prorrogado 2025. Sin embargo, se registraron pérdidas netas para el cierre del ejercicio económico 2024.

8.9. Indicadores y Metas del Plan Financiero 2025

El área administrativa financiera, evalúa la ejecución presupuestaria a través de los siguientes indicadores tanto de inversión como de operación, como a continuación se detalla:

Tabla Nro. 48: Cuadro de metas e indicadores del Plan Financiero 2025

Objetivo Estratégico	Objetivo Operativo	Indicador	Fórmula	Unidad	Línea Base 2024	Meta 2025
OE3. Incrementar la eficiencia en la gestión de ingresos, costos, gastos y la ejecución presupuestaria para asegurar la reinversión en la expansión de cobertura y en calidad de servicio.	1. Incrementar la ejecución presupuestaria tanto de operación e inversión	1. Porcentaje de ejecución presupuestaria de Operación	$\frac{\text{Presupuesto devengado de Operación}}{\text{Presupuesto codificado de operación}} \times 100$	%	94,73%	90%
		2. Porcentaje de ejecución presupuestaria de inversión	$\frac{\text{Presupuesto devengado de Inversión}}{\text{Presupuesto codificado de Inversión}} \times 100$	%	63,11%	90%
		Margen EBITDA	$\frac{\text{EBITDA}}{\text{Ingresos Operacionales}} \times 100$	%	-6,03%	14%

Fuente: Gerencia Administrativa Financiera

9. EVALUACIÓN DE RIESGOS

La evaluación de riesgos en la CNEL EP responde a instrumentos de políticas de control y marcos legales y normativos internos; y, del sector eléctrico, con la finalidad de gestionar los riesgos identificados para cumplir los objetivos estratégicos especificados en el Plan Estratégico de CNEL EP 2021-2025, la Ley Orgánica para la Gestión Integral del Riesgo de Desastres especificado en el Registro Oficial Suplemento No. 488 de 30 de enero de 2024 y su Reglamento General promulgado mediante Decreto Ejecutivo No. 394 emitido el 18 de septiembre de 2024, Políticas del Sector Eléctrico para el Desarrollo del PME 2018-2027 indicadas en el Acuerdo Nro. MEM-MEM-2022-0024-AM del 6 de junio de 2022; y, las Normas de Control Interno para Entidades, Organismos del Sector Público y Personas Jurídicas de Derecho Privado que dispongan de Recursos Públicos indicadas mediante el Acuerdo No. 004-CG-2023.

Los instrumentos y normativa interna para la administración integral de riesgos se registran en el Manual de Políticas de Gestión Integral de Riesgos de CNEL EP, con código MN-SEI-GRC-001, versión 02, el Instructivo para la Identificación y Evaluación de Riesgos de Desastres y Cambio Climático, con código IT-SEI-GRC-101, versión 01 y el Instructivo para la elaboración de la Matriz de Gestión de Riesgos Operacionales, con código IT-SEI-GRC-002, versión 02.

Por otro lado, en el marco de desarrollo de actividades para la gestión de riesgos de desastres, la Dirección de Gestión de Riesgos y Continuidad participa con un Delegado Técnico como contraparte institucional del Convenio Marco de Cooperación Institucional para la conformación de la Coordinación Nacional de Gestión de Riesgos Naturales y Antrópicos para el sector de la distribución de energía eléctrica (CNGR) que se gestiona por parte del Ministerio de Energía y Minas MEM.

En ese contexto, en la evaluación de riesgos al cierre del ejercicio fiscal 2024, se identifican 13 (trece) riesgos con un nivel Muy Alto y Alto, que afectan de manera significativa a los Objetivos Estratégicos Institucionales, por lo que se realiza el control y seguimiento de conformidad a los instrumentos técnicos legales para la gestión de riesgos.

A continuación se detallan los riesgos identificados en la siguiente Tabla:

Tabla Nro. 49: Resumen matriz evaluación de riesgos “MUY ALTOS” y “ALTOS”

DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	PLAN DE ACCIÓN	CONSECUENCIA DE LA MATERIALIZACIÓN DEL RIESGO
Si la Corporación no cuenta con recursos para cubrir las obligaciones por la compra de energía debido al incremento en los costos de generación por los efectos del Fenómeno del Niño de acuerdo a las proyecciones de estiaje	1.- La CNEL debe remitir la información técnica y financiera a la ARCONEL, para que este organismo emita los informes técnicos adecuados y permita presupuestar de manera	1. Déficit presupuestario. 2. Incremento en las cuentas por pagar.

DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	PLAN DE ACCIÓN	CONSECUENCIA DE LA MATERIALIZACIÓN DEL RIESGO
causaría que el techo presupuestario no alcance para el pago a generadores públicos y privados y se requiera obtener recursos que no provienen de la tarifa como el déficit tarifario.	adecuada. 2. Enviar comunicación al Ministerio de Energía y Minas solicitando que la ARCONEL proceda a remitir la actualización del estudio de costos. 3.- Gestionar ante el MEF las respectivas aprobaciones y dictámenes favorables para reformar el presupuesto.	
Si no se aprueba el estatuto donde se incluya la estructura orgánica funcional, causaría incumplimiento de funciones y responsabilidades por parte de los servidores, lo que impactaría en el desempeño y control de actividades, y no se tendría la plantilla correcta para el proceso al estar imprecisas las actividades, atribuciones o entregables.	1.- Construcción de Matriz de Competencias-Procesos Core (distribución y Comercial) OFC ²⁸ . Validación con Dueños de Macro-Procesos Agregadores de Valor 2.- Construcción de Cadena de Valor: Validación con Gerencias Corporativas 3.-Propuesta Modelo de Gestión: Validación con Dueños de Macroprocesos Sustantivos y Adjetivos OFC/Uns 4.-Propuesta de Estructura Orgánica CNEL EP 5.- Propuesta de Estatuto Orgánico para Gestión Organizacional por Procesos (E.O.P.) 6.-Notificar el inicio de reforma o desarrollo del E.O.P 7.- Conformación de Asistencia Técnica y Acompañamiento 8.-Presentación de Propuesta Final 9.- Presentación del EOP al MEM 10.-Presentación de Documentos de Soporte 11.-Convocatoria del Comité Técnico 12.-Solicitud de emisión de dictamen favorables a GG de MEM 13.-Presentación de EOP a delegados del Directorio 14.-Ejecución de Directorio para aprobación de EOP de CNEL EP.	1. Incumplimiento de regulaciones, normas emitidas por los entes de control en cuanto a la gestión operativa y administrativa de la Corporación. 2.- Las atribuciones, productos y responsabilidades no se especifican de manera clara, precisa y concisa en la estructura organizacional vigente.
Si no se logran concretar Acuerdos Asociativos para proyectos de electrificación en el sector camaronero causaría desviaciones significativas de las proyecciones estimadas de nuevos ingresos de clientes (sector agroindustrial) lo que impactaría en el indicador de pérdidas.	1.-Asociación con empresas privadas para desarrollar proyectos que no tienen financiamiento. 2.- Financiamiento de proyectos de reducción de pérdidas con recursos propios.	1. Incremento de índice de pérdidas 2. Subvaloración de cuenta de facturación
Si no se elaboran los Planes de Reducción de Riesgos de Desastres PRRD causaría la no identificación de medidas de mitigación frente a las amenazas naturales o antrópicas a la que se encuentra expuesta la infraestructura de servicio y es vulnerable, lo cual impactaría en la continuidad del servicio en caso de la materialización del riesgo.	1.- Inspección física en territorio para la evaluación de amenaza, exposición y vulnerabilidad de Infraestructura de subestaciones y Líneas de Subtransmisión susceptible a inundación y movimiento de masa. 2.- Recolección de información sobre medidas de mitigación realizada por las áreas afectadas. 3.- Elaboración del documento de PRRD	1.- Vulnerabilidad incrementada: Sin un PRRD, la infraestructura de servicio queda expuesta a riesgos sin haber implementado medidas específicas para reducir su vulnerabilidad. 2.- Interrupción del servicio: La falta de medidas de mitigación adecuadas aumenta la probabilidad de interrupción del servicio durante y después de un desastre. 3.- Impacto en la comunidad: La continuidad del servicio es crucial para el bienestar de la comunidad. Si la infraestructura crítica falla

²⁸ OFC: Oficina Central

DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	PLAN DE ACCIÓN	CONSECUENCIA DE LA MATERIALIZACIÓN DEL RIESGO
		debido a la falta de preparación, puede haber consecuencias negativas para la salud pública, la seguridad y la calidad de vida de las personas afectadas. 4.- Costos económicos: Los costos asociados con la reparación y recuperación de la infraestructura después de un desastre pueden ser significativamente mayores si no se han implementado medidas preventivas.
Si no se realiza la implementación del programa de gestión de continuidad de negocio causaría que la organización no disponga del paso a paso a ejecutar en caso de la materialización de alguna amenaza lo que impactaría en la capacidad de CNEL EP para recuperar su servicio en un tiempo determinado en caso de sufrir incidentes de origen natural o antrópico.	1.- Actualizar las Políticas de Gestión de Riesgos de CNEL EP 2.- Diseñar metodologías e instructivos para la elaboración del BIA ²⁹ , Evaluación de Riesgos, Elaboración de Plan de Continuidad, Elaboración de Planes de Contingencia TIC y Elaboración de los Planes de Reducción de Desastres 3.-Elaborar el BIA y Evaluación de Riesgos para las Subestaciones, Líneas de Subtransmisión y Data Center 4.- Elaborar Plan de Continuidad del Negocio (BCP), Plan de Contingencia de TI (PCTI) y el Plan de Recuperación antes Desastres (DRP).	1.-Falta de respuesta estructurada: Sin un programa de gestión de continuidad de negocio, la organización puede carecer de un plan detallado y estructurado para responder eficazmente a incidentes o desastres. 2.-Tiempo de recuperación prolongado: La falta de un plan de continuidad bien definido y probado puede prolongar el tiempo necesario para que la organización CNEL EP pueda recuperar sus servicios normales después de un incidente. 3.-Impacto en la reputación: La incapacidad para recuperar rápidamente los servicios después de un incidente puede afectar negativamente la reputación de la organización. 4.-Pérdida de ingresos y oportunidades: La interrupción prolongada de los servicios puede llevar a pérdidas económicas significativas debido a la incapacidad de generar ingresos durante ese período. 5.-Incumplimiento de regulaciones y normativas: En muchos casos, las organizaciones están obligadas por regulaciones y normativas a tener planes de continuidad de negocio.
Si el Ministerio de Finanzas continúa con los débitos unilaterales a las cuentas bancarias de CNEL al amparo del Convenio de Liquidez del Sector Público, causaría una afectación considerable al flujo de caja lo que impactaría en la Liquidez de la Empresa. Al cierre del 2024, el monto adeudado por parte del MEF a CNEL EP por concepto de convenios de liquidez alcanza los USD 6 millones	1.- Proyección flujo de caja UN y OFC. 2.- Semanalmente se realizar evaluación flujo de caja OFC y UN. 3. Elaboración de flujos mensuales para organismos de control. 4.-Preparar y enviar oficio al MEF	1. Afectación en el Flujo de Caja y Liquidez de la Corporación.
Si la Corporación sigue siendo sujeta de demandas y sentencias judiciales por temas laborales, proveedores o de cualquier otra naturaleza que comprometan de manera significativa los recursos de CNEL EP ocasionaría que estas erogaciones no	1.- Coordinar acciones con la Gerencia Jurídica para detalle y estados de demandas	1. Afectación en el Flujo de Caja y Liquidez de la Corporación.

²⁹ Análisis de Impacto del Negocio, BIA por sus siglas en inglés (Business Impact Analysis)

DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	PLAN DE ACCIÓN	CONSECUENCIA DE LA MATERIALIZACIÓN DEL RIESGO
previstas desplacen los gastos en Inversiones para Calidad y Expansión o comprometan la Operación y Mantenimiento de la empresa. Al cierre del 2024, el pasivo contingente laboral registrado bajo NIIF es de USD 440,42 millones.		
Si no se cuenta con personal capacitado en redes de transmisión, se ve mermado la capacidad de revisión y fiscalización de proyectos.	1.-Consultar en el mercado quien brinda este tipo de capacitaciones. 2.-Consultar al área de desarrollo corporativo si cuenta con convenios interinstitucionales para capacitar al personal en esta temática. 3.-Gestionar capacitaciones al personal de las diferentes unidades de negocio	1. No aprobación del proyecto 2. No cumplimiento de la planificación y plazos de los proyectos
Si no se realizan las mejoras continuas de todos los procesos organizacionales de la Corporación, causaría el no cumplimiento de los procesos internos de cada área, lo que impactaría en los indicadores de gestión, y la calidad de atención interna y externa.	1.-Si no se realizan las mejoras continuas de todos los procesos organizacionales de la Corporación, causaría el no cumplimiento de los procesos internos de cada área, lo que impactaría en los indicadores de gestión, y la calidad de atención interna y externa. – Presentación de Propuestas de Desarrollo Organizacional a la Gerencia General por parte de la Gerencia de Desarrollo Corporativo	1. No se cumplen los Indicadores del área. 2.- Incumplimiento a las normativas y procedimientos vigentes. 3.- Sanciones de los entes de control. 4.- No se cumple con la planificación estratégica
Si se mantiene la alta rotación del NJS afectarían la ejecución presupuestaria de los proyectos de calidad y expansión de alumbrado público lo que impactaría en las metas del SAPG	Retraso en la publicación y contratación de los procesos de expansión de alumbrado público	1. No se ejecutan proyectos de SAPG 2. No se cumplen con indicadores de Inversión
Si se mantienen los recortes presupuestarios causaría la disminución de la ejecución de proyectos programados de calidad y expansión de alumbrado público lo que impactaría en la calidad del servicio a la ciudadanía en el área de concesión	Para el año 2025 se tiene previsto la instalación de luminarias por expansión, si no asignan presupuesto no se puede cumplir con los planes e indicadores	1. No se ejecutan proyectos de SAPG 2. Incremento de quejas de usuarios 3. No se cumplen con indicadores del POA
Si no se fortalece las áreas de operaciones con la contratación de Ingenieros en Electricidad, se arriesga la correcta operatividad del sistema, sobre todo en periodos de emergencia por racionamiento.	Realizar el requerimiento de Talento Humano del personal especificado en la Planificación Anual de Recursos Humanos	1.- Retrasos en el cumplimiento de objetivos y metas especificadas en el subproceso de Operaciones. 2.- Disminución de la calidad del servicio.
A causa del incremento de los índices delictivos se genera el riesgo de gestión de cartera en territorio lo que impactaría en el índice de morosidad de cartera	De incrementar la delincuencia, así como una mala administración pública que genera en crisis energética impactaría en las metas del Departamento de Recaudación y Cartera y en los ingresos de la Corporación.	1.- Aumento de la morosidad del riesgo 2.-Disminución de Ingresos y Rentabilidad 3.- Incremento de los Costos de Recuperación

Fuente: Gerencia Seguridad de Información/Dirección de Gestión de Riesgos y Continuidad/Dirección de Planificación Estratégica

9.1. Póliza de Seguros

CNEL EP tiene un contrato de seguros vigente desde el 12 de abril de 2023 y extendido hasta el 05 de febrero de 2026 con la compañía Hispana de Seguros y Reaseguros S.A. Las pólizas contratadas cubren todos los activos y el personal de CNEL EP contra todo riesgo antrópico o natural. A continuación, se presenta un cuadro resumen:

Tabla Nro. 50: Pólizas de Seguros

Distribución		
1	Póliza de Seguro Multiriesgo	• Incendio contra todo riesgo • Equipo Electrónico • Rotura de Maquinaria • Robo, asalto, hurto y/o desaparición misteriosa
2	Póliza de ramos generales	• Equipo y Maquinaria • Casco de Buque • Vehículos • Responsabilidad Civil • Fidelidad Pública • Transporte Interno
3	Vida	• Vida en Grupo
Generación		
4	Póliza de Seguro Multiriesgo	• Incendio contra todo riesgo • Rotura de Maquinaria • Robo y asalto • Lucro Cesante INC³⁰ • Lucro Cesante INC / RM³¹ • Multiriesgo
5	Póliza de ramos Generales	• Responsabilidad Civil

Fuente: Gerencia administrativa Financiera / Seguros.

Las pólizas de seguros de ramos generales de CNEL EP cubren la totalidad de los activos de la Corporación, conforme a la normativa vigente. Estas pólizas incluyen coberturas generales, particulares y especiales, con las siguientes características:

1. **Deducibles:** Estipulados en porcentajes y valores mínimos por siniestro. El asegurado asume el deducible, y solo los siniestros que superen este valor serán indemnizados por la aseguradora.
2. **Sub límites:** Aplican de acuerdo a la cobertura y varían por evento en cada póliza.
3. **Coberturas:** Varían según el riesgo asegurado, determinando si un siniestro tiene o no cobertura.
4. **Rasa:** Restitución Automática de la Suma Asegurada, que se genera por la atención de siniestros.

³⁰ INC: Incendio

³¹ RM: Rotura de Maquinaria

10. CUADRO RESUMEN DE INDICADORES Y METAS 2025

Tabla Nro. 51: Cuadro de Metas – Indicadores Plan General de Negocios 2025

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Und	Línea base 2024	Meta 2025	Periodicidad	Área Respons.
OE1. Mejorar la respuesta eficiente, satisfactoria y oportuna de los servicios entregados a los clientes.	1. Índice de satisfacción al cliente	$\frac{Cs^{32}}{Ce^{33}} \times 100$	%	29,87%	90%	Anual	GC
	2. Porcentaje de Atención de Nuevos Suministros (ANS)	$\frac{\text{No. Nuevos suministros atendidos dentro de los plazos máx. Reg.}}{\text{No. Total de solicitudes de nuevos suministros durante el mes}} \times 100$	%	93,58%	95%	Mensual	GC
	3. Porcentaje de Conexión a Nuevos Suministros (CNS)	$\frac{\text{No. Nuevos suministros conectados en BV}^{34} \text{ dentro de los plazos máx. Reg.}}{\text{No. Total de solicitudes de nuevos suministros en BV durante el mes}} \times 100$	%	96,99%	95%	Mensual	GC
	4. Porcentaje de resolución de reclamos (PRR)	$\frac{\text{Nro. de casos de reclamos y quejas resueltas}}{\text{Nro. total de reclamos o quejas recibidas}} \times 100$	%	98,11%	98%	Mensual	GC
OE2. Impulsar nuevos modelos de negocios y segmentos de mercado	5. Porcentaje de participación de camaroneros	$\frac{\text{Consumo de energía de camaroneros}}{\text{Consumo de energía Clientes Regulados}} \times 100$	%	3,81%	4,01%	Semestral	GP
OE3. Incrementar la eficiencia en la gestión de ingresos, costos, gastos y la ejecución presupuestaria, para asegurar la reinversión en la expansión de	6. Porcentaje de recaudación total	$\frac{\text{Recaudación total}}{\text{Facturación Total}} \times 100$	%	96,48%	97,81%	Trimestral	GC
	7. Porcentaje de Recuperación de Cartera Vencida	$\frac{\text{Cartera vencida recuperada}}{\text{Cartera vencida acumulada}} \times 100$	%	17,16%	18%	Semestral	GC

³² Cs: Número de consumidores, de todos los encuestados, satisfechos por el servicio prestado por la distribuidora.

³³ Ce: Número de consumidores encuestados

³⁴ BV: Bajo Voltaje

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Und	Línea base 2024	Meta 2025	Periodicidad	Área Respons.
cobertura y en calidad del servicio.	8. Recuperación de Cartera (Corte dic-2024 USD 616,05 Millones)	Monto de Cartera vencida recuperada acumulada del cierre 2024	Millones de USD	44,73	45,19	Trimestral	GC
	9. Porcentaje de Ejecución Presupuestaria de Operación	Presupuesto devengado de Operación -----X 100 Presupuesto codificado de operación	%	94,73%	90%	Trimestral	GAF
	10. Porcentaje de Ejecución Presupuestaria de Inversión	Presupuesto devengado de Inversión ----- X 100 Presupuesto codificado de Inversión	%	63,11%	90%	Trimestral	GAF
	11. Margen EBITDA	EBITDA ----- X 100 Ingresos Operacionales	%	-6,03%	14%	Semestral	GAF
	12. Porcentaje de Ejecución del PAC publicado vs planificado	Procesos publicados en el cuatrimestre ----- X 100 Procesos planificados en el cuatrimestre	%	98,75%	100%	Cuatrimestral	ADQ
	13. Porcentaje de cumplimiento PAC por procesos contratados en función de lo publicado	Procesos contratados en el semestre ----- X 100 Procesos publicados en el semestre	%	80,48%	85%	Semestral	ADQ
OE4. Atender el crecimiento de la demanda del servicio de energía eléctrica y alumbrado público.	14. Porcentaje de Cobertura del servicio eléctrico	Total de viviendas con servicio eléctrico ----- X 100 Número total de viviendas	%	97,28%	96,75%	Semestral	GP
	15. Capacidad Instalada (MVA)	Total Capacidad Instalada en Subestaciones	MVA	5.602,95	4.950,40	Anual	GP
	16. Porcentaje de Cumplimiento del Plan de Expansión de Alumbrado Público	Cantidad de luminarias instaladas por expansión ----- X 100 Cantidad de luminarias programadas por expansión	%	100,00%	100%	Semestral	GD
OE5. Mejorar los niveles de eficiencia y calidad de	17. Frecuencia Media de Interrupción (FMIK)	$FMIK = \sum i (kVA_i^{35}/kVA_i^{36})$	# fallas por Kva	6,06	6	Trimestral	GD

³⁵ kVA nominales fuera de servicio en el sistema de distribución debido a la interrupción i

³⁶ kVA nominales instalados en la red o alimentador registrados en el instante de la interrupción i

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Und	Línea base 2024	Meta 2025	Periodicidad	Área Respons.
la red de distribución eléctrica y alumbrado público.	18. Tiempo Total de Interrupción (TTIK)	$TTIK = \sum i (kVA_i * t_i^{37} / kVAT_i)$	Horas	7,55	8	Trimestral	GD
	19. Porcentaje de Alimentadores que cumplen en Frecuencia Media de Interrupción	$\frac{\text{Total Alimentadores que cumplen FMK}}{\text{Total de Alimentadores}} \times 100$	%	72,93%	96%	Trimestral	GD
	20. Porcentaje de Alimentadores que cumplen en Tiempo total de interrupciones	$\frac{\text{Total Alimentadores que cumplen TTIK}}{\text{Total de Alimentadores}} \times 100$	%	79,46%	96%	Trimestral	GD
	21. Cumplimiento de Nivel de Voltaje	$\frac{\text{Mediciones que Cumplen la Regulación}}{\text{Total de Mediciones}} \times 100$	%	80,37%	95%	Trimestral	GD
	22. Porcentaje de Automatización del Sistema de Distribución a nivel de alimentadores	$\frac{(0,25 * \# \text{Alimentadores con Reconector en cabecera integrado} + 0,50 * \# \text{Alimentadores con Reconector a medio vano}) + 1 * \# \text{Alimentadores automatizado nivel 1)}}{\text{Total de Alimentadores}} \times 100$	%	63,89%	85%	Semestral	GD
	23. Cumplimiento del Plan de Mantenimiento de Distribución (SPEE) ³⁸	$\frac{\text{Total de actividades ejecutadas}}{\text{Total de actividades planificadas}} \times 100$	%	90,00%	100%	Trimestral	GD
	24. Cumplimiento del Plan de Mantenimiento SAPG ³⁹	$\frac{\text{Total de actividades ejecutadas}}{\text{Total de actividades planificadas}} \times 100$	%	100,00%	100%	Trimestral	GD
	25. Tasa de falla del alumbrado público general	$\frac{\text{Total de luminarias en falla}}{\text{Cantidad de luminarias instaladas en el sistema}} \times 100$	%	1,68%	2%	Semestral	GD
		Pérdidas de energía	%	19,80%	11,93%	Trimestral	GC

³⁷ Tiempo de duración de la interrupción i, en horas

³⁸ SPEE: Servicio Público de Energía Eléctrica

³⁹ Servicio de Alumbrado Público General

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Und	Línea base 2024	Meta 2025	Periodicidad	Área Respons.
	26. Porcentaje de Pérdidas Totales de Energía	----- X 100 Energía disponible					
OE6. Mejorar la eficiencia de los servicios tecnológicos y su infraestructura	27. Porcentaje de Obsolescencia tecnológica	[(No. Total equipos Obsoletos Salitral a la fecha medición/No Total equipos Salitral a la fecha medición) * 0.8] + [(No. Total equipos obsoletos escritorio a la fecha medición/No Total equipos escritorio a la fecha medición) * 0.2]	%	53,81%	8%	Anual	GTI
	28. Porcentaje de implementación de plan de integración de servicios tecnológicos	Nº actividades ejecutadas ----- X 100 Nº de actividades planificadas	%	100%	100%	Semestral	GTI
	29. Porcentaje de implementación de plataformas de ciberseguridad	Nº proyectos de ciberseguridad ejecutados ----- X 100 Nº de proyectos de ciberseguridad planificados	%	75%	100%	Semestral	GSI
OE7. Integrar la gestión de riesgos y la responsabilidad social de forma transversal en los procesos, planes y proyectos, considerando las mejores prácticas de sostenibilidad.	30. Porcentaje cumplimiento del Plan de Sostenibilidad	Número de acciones cumplidas del Plan de Sostenibilidad -----x 100 Número Total de Acciones Totales del Plan de Sostenibilidad	%	80%	100%	Semestral	DRSC
OE8. Fortalecer la gestión, institucional y el desarrollo de capacidades del Talento Humano	31. Número de usuarios por trabajador	Número de usuarios totales ----- Número de trabajadores totales	#	435,13	466	Semestral	GDC
	32. Índice de personal agregador de valor	Número de personal en procesos agregadores de valor ----- X 100 Número total de personal	%	77,58%	70%	Semestral	GDC
	33. Índice de estabilidad laboral	Número de personal con contratos fijos (LOEP + Código) ----- X 100 Número total de personal	%	98,13%	95%	Semestral	GDC

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Und	Línea base 2024	Meta 2025	Periodicidad	Área Respons.
	34. Índice de Rotación de personal	$\frac{\text{Número de personal desvinculado} + \text{Número de personal con cambio administrativo}}{\text{Número total de personal}} \times 100$	%	12,39%	10%	Semestral	GDC
	35. Porcentaje de Servidores Públicos Capacitados	$\frac{\text{Número de trabajadores capacitados}}{\text{Total de Trabajadores}} \times 100$	%	95,51%	96%	Trimestral	GDC
	36. Índice de cumplimiento de Planes de Capacitación	$\frac{\text{Número de personal con al menos 20 horas de capacitación}}{\text{Número total de personal}} \times 100$	%	86,60%	83%	Semestral	GDC
	37. Nivel de ejecución de los planes de acción	$\frac{\text{(Actividades ejecutadas de los Planes de acción determinados en auditorías del SGA).}}{\text{Actividades planificadas de los Planes de acción determinados en auditorías del SGA}} \times 100$	%	ND	70%	Trimestral	GAC
	38. Cumplimiento de investigación de las denuncias por soborno conforme el alcance del SGA	$\frac{\text{Nº de denuncias investigadas por soborno conforme al alcance del SGA}}{\text{Nº de denuncias recibidas por soborno conforme al alcance del SGA}} \times 100$	%	ND	100%	Trimestral	GAC
	39. Porcentaje de personal administrativo sensibilizado en el SGA	$\frac{\text{Personal sensibilizado de las Unidades de Negocio del alcance del SGA}}{\text{Total del personal administrativo de las Unidades de Negocio del alcance del SGA}} \times 100$	%	ND	70%	Trimestral	GAC
OE9. Optimizar los resultados en el corto, mediano y largo plazo a través de un mejoramiento continuo de procesos.	40. Maduración de implementación de gestión por procesos	$\frac{\text{Número de procesos implementados}}{\text{Número total de procesos descritos en el catálogo de procesos}} \times 100$	%	81%	90%	Semestral	GAC
	41. Desempeño de procesos agregadores de valor	$\frac{\text{Sumatoria del resultado de la evaluación individual de los procesos agregadores de valor}}{\text{Número total de los procesos agregadores de valor}} \times 100$	%	100%	85%	Semestral	GAC

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Und	Línea base 2024	Meta 2025	Periodicidad	Área Respons.
	42. Cumplimiento de plan de acción de gestión de riesgos de gestión por procesos	Número de actividades previstas en el plan de acción de riesgos de procesos cumplidos ----- X 100 Número de actividades previstas en el plan de acción de riesgos de procesos	%	90%	90%	Semestral	GAC

Línea base con resultados al mes de diciembre/24

11. ALINEACIÓN AL PLAN ESTRATÉGICO INSTITUCIONAL

Tabla Nro. 52: Alineación del PGNEI 2025 con el Plan Nacional de Desarrollo 2024-2025 “Plan de Desarrollo para el Nuevo Ecuador 2024-2025”

OBJETIVO PLAN NACIONAL DE DESARROLLO	POLÍTICA PÚBLICA	META NACIONAL	CNEP			
			OBJETIVO ESTRATÉGICO PEI 2021-2025	LÍNEA DEL NEGOCIO	OBJETIVO OPERATIVO PGNEI 2025	ACCIONES ESTRATÉGICAS PGNEI 2025
ON9. Propender la construcción de un Estado eficiente, transparente y orientado al bienestar social.	9.6 Fortalecer las capacidades del Estado que garanticen la transparencia, eficiencia, calidad y excelencia de los servicios públicos.	Incrementar el índice de percepción de la calidad de los servicios públicos en general de 6,05 en el año 2022 a 6,20 al 2025.	OE1. Mejorar la respuesta eficiente, satisfactoria y oportuna de los servicios entregados a los clientes	Venta de Energía	Mejorar la satisfacción al cliente	1. Encuestas satisfacción al consumidor 2. Call Center Corporativo. 3. Envío de mensajes de texto y whatsapp 4. Adquisición de rollos para gestor de turnos. 5. Adquisición de materiales eléctricos.
ON5. Fomentar de manera sustentable la producción mejorando los niveles de productividad.	5.3 Incrementar la productividad, desarrollo y la diversificación de la producción acuícola y pesquera, incentivando el uso de tecnologías modernas y limpias	Incrementar el rendimiento de la productividad agrícola nacional de 129,97 en el año 2022 a 131,04 al 2025.	OE2. Impulsar nuevos modelos de negocios y segmentos de mercado	Venta de Energía	Impulsar nuevos modelos de negocios	1. Impulsar la participación del sector privado en la ejecución de proyectos de expansión

OBJETIVO PLAN NACIONAL DE DESARROLLO	POLÍTICA PÚBLICA	META NACIONAL	CNEP EP			
			OBJETIVO ESTRATÉGICO PEI 2021-2025	LÍNEA DEL NEGOCIO	OBJETIVO OPERATIVO PGNEI 2025	ACCIONES ESTRATÉGICAS PGNEI 2025
ON4. Estimular el sistema económico y de finanzas públicas para dinamizar la inversión y las relaciones comerciales	4.5 Incluir progresivamente criterios de sostenibilidad en los procesos de compras públicas en Ecuador. 4.7 Fortalecer un sistema de finanzas públicas eficiente y sostenible. 4.9 Establecer el entorno normativo e Institucional para atraer, facilitar, estructurar, concretar y proteger las inversiones en Asociaciones Público Privadas.	Incrementar el grado de implementación de planes de acción y políticas de compras públicas sostenibles de 14,00 puntos en el año 2023 a 26,00 puntos al 20	OE3. Incrementar la eficiencia en la gestión de ingresos, costos, gastos y la ejecución presupuestaria, para asegurar la reinversión en la expansión de cobertura y en calidad del servicio.	Venta de Energía	Incrementar la eficiencia en la gestión de Ingresos.	1. Cobranza Persuasiva. 2. Convenios con Entidades Públicas con Deuda Vencida. 3. Fortalecimiento Áreas de Coactiva.
					Mejorar la ejecución de las fases preparatorias, precontractual y contractual en la adquisición de bienes y servicios	1. Seguimiento mensual a las Gerencias Corporativas y Unidades de Negocio para el cumplimiento de la planificación de procesos publicados 2. Reuniones de trabajo con las áreas requirentes para que mantengan el PAC actualizado y realicen las reformas respectivas. 3. Seguimiento a las Gerencias Corporativas y Unidades de Negocio para el avance y cumplimiento de la ejecución del PAC
ON7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalmente sostenible.	7.1. Garantizar la sostenibilidad en el continuo abastecimiento de energía eléctrica en el Ecuador, con el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales con los que cuenta el país; y, propender el uso racional y eficiente de la	Incrementar la capacidad instalada de nueva generación eléctrica de 7.154,57MW en el año 2022 a	OE4. Atender el crecimiento de la demanda del servicio de energía eléctrica y alumbrado público.	Venta de Energía	Atender el crecimiento de la demanda	1. Mejorar Infraestructura Crítica, para la dotación del servicio de energía eléctrica y alumbrado público priorizando iniciativas para el crecimiento vegetativo y en zonas de desarrollo, para lo cual se instalará: ✓ 50 km de líneas en subtransmisión.

OBJETIVO PLAN NACIONAL DE DESARROLLO	POLÍTICA PÚBLICA	META NACIONAL	CNEP EP			
			OBJETIVO ESTRATÉGICO PEI 2021-2025	LÍNEA DEL NEGOCIO	OBJETIVO OPERATIVO PGNEI 2025	ACCIONES ESTRATÉGICAS PGNEI 2025
	energía eléctrica por parte de los consumidores	8.584,38 MW al 2025				✓ 16 transformadores de potencia (370 MVA). ✓ 900 km de líneas de medio voltaje ✓ 930 km de línea de bajo voltaje ✓ Más de 4.800 transformadores de distribución. ✓ Más de 20.000 medidores para nuevos servicios.
ON7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalmente sostenible.	7.1. Garantizar la sostenibilidad en el continuo abastecimiento de energía eléctrica en el Ecuador, con el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales con los que cuenta el país; y, propender el uso racional y eficiente de la energía eléctrica por parte de los consumidores	Reducir las pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución de 13,25% en el año 2022 a 13,22% al 2025.	OE5. Mejorar los niveles de eficiencia y calidad de la red de distribución eléctrica y alumbrado público	Venta de Energía	Reducir las Pérdidas de Energía.	1. Telemetría clientes especiales 2. Adquisición de medidores con tarjeta de telemetría. 3. Laboratorios de Medidores. 4. Adquisición de bolsas de seguridad. 5. Controladores de circuito en la UN Guayas Los Ríos.
				Venta de Energía	Fortalecer la planificación del mantenimiento tanto en el servicio eléctrico como en el servicio de alumbrado público.	1. Se realizará control y seguimiento a los proyectos de inversión de calidad que sean priorizados y que impacten en la mejora de la infraestructura que cumplió su vida útil. 2. Inspecciones visuales y Termográficas para detectar novedades y puntos calientes – ejecución de mantenimientos predictivos. 3. Reposición de equipos y materiales eléctricos que presenten falla

OBJETIVO PLAN NACIONAL DE DESARROLLO	POLÍTICA PÚBLICA	META NACIONAL	CNEL EP			
			OBJETIVO ESTRATÉGICO PEI 2021-2025	LINEA DEL NEGOCIO	OBJETIVO OPERATIVO PGNEI 2025	ACCIONES ESTRATÉGICAS PGNEI 2025
						4. Ejecutar plan anual de mantenimiento de distribución y alumbrado público 5. Ejecutar campaña de inspecciones de alumbrado público para la reparación de luminarias en falla. 6. Realizar lavado/limpieza de subestaciones a fin de evitar fallas por contaminación 7. Realizar limpieza Franja Servidumbre en redes de distribución de alto y medio voltaje. 8. Realizar mantenimientos preventivos con línea energizada en redes de distribución.
				Venta de Energía	Mejorar la calidad del Servicio Técnico	1. Adquisición e instalación de equipos de protección 2. Adquisición de RTUs 3. Adquisición de tirafusibles de varias capacidades. 4. Adquisición de Transformadores de Distribución 5. Instalación de equipos de protección

OBJETIVO PLAN NACIONAL DE DESARROLLO	POLÍTICA PÚBLICA	META NACIONAL	CNEL EP			
			OBJETIVO ESTRATÉGICO PEI 2021-2025	LINEA DEL NEGOCIO	OBJETIVO OPERATIVO PGNEI 2025	ACCIONES ESTRATÉGICAS PGNEI 2025
				Venta de Energía	Mejorar Calidad Producto	1. Instalación y adquisición de banco de capacitores 2. Instalación de reguladores de voltaje para alimentadores de distribución
7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalmente sostenible	7.1 Garantizar la sostenibilidad en el continuo abastecimiento de energía eléctrica en el Ecuador, con el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales con los que cuenta el país; y, propender el uso racional y eficiente de la energía eléctrica por parte de los consumidores	Incrementar la capacidad instalada de nueva generación eléctrica de 7.154,57 MW en el año 2022 a 8.584,38 MW al 2025	OE6. Mejorar la eficiencia de los servicios tecnológicos y su infraestructura	Venta de Energía	Mejorar eficiencia tecnológica	1. Implementar un Plan de Respallos de la Infraestructura Tecnológica en lo referente a datos y servidores 2. Ejecutar el Plan de Gestión de la Capacidad con recursos de Hardware disponibles 3. Diseñar e Implementar un Plan de Contingencia de la Infraestructura tecnológica 4. Implementar programas de formación y conocimiento de nuevas tendencias tecnológicas para todo el personal de TI.

OBJETIVO PLAN NACIONAL DE DESARROLLO	POLÍTICA PÚBLICA	META NACIONAL	CNEL EP			
			OBJETIVO ESTRATÉGICO PEI 2021-2025	LINEA DEL NEGOCIO	OBJETIVO OPERATIVO PGNEI 2025	ACCIONES ESTRATÉGICAS PGNEI 2025
7. Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalmente sostenible.	7.6 Fortalecer la resiliencia de las infraestructuras para garantizar la seguridad de los usuarios ante riesgos y peligros	Reducir la vulnerabilidad al cambio climático en función de la capacidad adaptativa de 82,98% en el año 2023 a 82,81% al 2025.	OE7. Integrar la gestión de riesgos y la responsabilidad social de forma transversal en los procesos, planes y proyectos, considerando las mejores prácticas de sostenibilidad.	Venta de Energía	Mejorar la gestión integral de riesgos	1. Implementar programas y campañas en concordancia con la Gestión de Sello Empresa Segura. 2. Realizar campañas comunicacionales sobre la gestión social de la empresa. 3. Socializar los proyectos de reforestación en la comunidad y eficiencia energética en instituciones educativas. 4. Implementar programas de Responsabilidad Social donde se involucren a la empresa, el cliente interno, externo y proveedores.
9. Propender la construcción de un Estado eficiente, transparente y orientado al bienestar social	9.6 Fortalecer las capacidades del Estado que garantice la transparencia, eficiencia, calidad y excelencia de los servicios públicos.	Incrementar el índice de percepción de la calidad de los servicios públicos en general de 6,05 en el año 2022 a 6,20 al 2025.	OE8. Fortalecer la gestión institucional y el desarrollo de capacidades del Talento Humano.	Venta de energía	Mejorar la ejecución de las fases preparatoria, precontractual y contractual en la adquisición de bienes y servicios	1. Seguimiento semanal a la planificación de procesos publicados con las Gerencias corporativas y Unidades de Negocios. 2. Reuniones con las áreas requirentes para actualizar el PAC. 3. Reuniones de trabajo con las Gerencias Corporativa y Unidades de Negocio que no cumplan con la planificación mensual de procesos planificados.

OBJETIVO PLAN NACIONAL DE DESARROLLO	POLÍTICA PÚBLICA	META NACIONAL	CNEL EP			
			OBJETIVO ESTRATÉGICO PEI 2021-2025	LÍNEA DEL NEGOCIO	OBJETIVO OPERATIVO PGNEI 2025	ACCIONES ESTRATÉGICAS PGNEI 2025
					Mejorar la capacidad y competencia de los colaboradores de acuerdo con su perfil y responsabilidades	1. Presentar propuesta y gestionar aprobación de Directorio de actualización de estructura empresarial 2. Presentar propuesta y gestionar aprobación de Directorio de reforma a las Normas Internas de Administración de Talento Humano (NIATH)⁴⁰ 3. Coordinar con instituciones públicas el desarrollo de capacitaciones gratuitas 4. Impulsar en las Unidades de Negocio para que cumplan con la ejecución del plan de capacitación.
					Establecer, mantener y mejorar el Sistema de Gestión Antisoborno	1. Certificar a la Corporación con el Sistema de Gestión Antisoborno con la Certificación ISO 37001 en el 1er semestre 2025. 2. Certificar auditores internos en la Norma ISO 37001 3. Asegurar la integración de los requisitos del SGA en los procesos de la organización.

⁴⁰ Según lo dispuesto en el 2do inciso de la LOEP, el Directorio, en aplicación a lo dispuesto por esta ley, expedirá las normas internas de administración del talento humano, en las que regularán los mecanismos de ingreso, ascenso, promoción, régimen disciplinario, vacaciones y remuneraciones para el talento humano de las empresas públicas.

OBJETIVO PLAN NACIONAL DE DESARROLLO	POLÍTICA PÚBLICA	META NACIONAL	CNEL EP			
			OBJETIVO ESTRATÉGICO PEI 2021-2025	LINEA DEL NEGOCIO	OBJETIVO OPERATIVO PGNEI 2025	ACCIONES ESTRATÉGICAS PGNEI 2025
9. Propender la construcción de un Estado eficiente, transparente y orientado al bienestar social.	9.3 Fomentar buenas prácticas regulatorias y la simplificación normativa y administrativa que promueva la innovación de la gestión pública	Aumentar el índice de Implementación de la Mejora Regulatoria en el Estado para optimizar la calidad de vida de los ciudadanos, el clima de negocios y la competitividad de 39,60% en el año 2023 a 41,60% al 2025	OE9. Optimizar los resultados en el corto, mediano y largo plazo a través de un mejoramiento continuo de procesos.	Venta de Energía	Mejorar la gestión de procesos	1. Actualizar procedimientos con fecha de elaboración de más de 6 años. 2. Implementar auditorías a procedimientos homologados. 3. Actualizar y modelar el Mapa de Procesos de la institución. 4. Implementar nuevo Sistema de Seguimiento de Recomendaciones de Acciones de Control.

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica

12. GLOSARIO DE DEFINICIONES

Calidad del producto:	Atributo de la calidad del servicio relacionado con la forma en la que las señales de voltaje son entregadas por la distribuidora, y que se caracteriza, entre otros, por el nivel de voltaje, perturbaciones rápidas de voltaje y armónicos.
Calidad del servicio comercial:	Atributo de la calidad del servicio relacionado con la atención al consumidor final prestado por la distribuidora, y que se caracteriza, entre otros, con los tiempos de atención a nuevos suministros, resolución de reclamos, reposición del suministro, la adecuada facturación y la percepción de satisfacción por el servicio de energía eléctrica por parte de los consumidores.
Calidad del servicio técnico:	Atributo de la calidad del servicio relacionado con la continuidad con la que se prestará el servicio de energía eléctrica, y que se caracteriza por la frecuencia y la duración de las interrupciones de suministro.
Consumidor no regulado:	Persona jurídica autorizada para conectar sus instalaciones a la red de distribución o transmisión, mediante la suscripción de un contrato de conexión, a fin de abastecer sus requerimientos de energía desde un generador y/o autogenerador. Esta persona jurídica puede ser un gran consumidor o un autogenerador con su o sus consumos propios.
Consumidor o usuario final:	Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de energía eléctrica, bien como propietario del inmueble en donde este se presta, o como receptor directo del servicio.
Consumidor regulado:	Persona natural o jurídica que mantiene un contrato de suministro con la empresa eléctrica de distribución y que se beneficia con la prestación del servicio público de energía eléctrica.
Consumidor regulado comercial:	Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza la energía eléctrica para fines de negocio, actividades profesionales o cualquier otra actividad con fines de lucro.
Consumidor regulado industrial:	Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza la energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos. También se debe considerar dentro de esta definición a los agroindustriales, que transformen productos de la agricultura, ganadería, riqueza forestal y pesca.
Consumidor regulado residencial:	Persona natural o jurídica, pública o privada que utiliza el servicio público de energía eléctrica, exclusivamente, al uso doméstico, es decir, en la residencia de la unidad familiar independientemente del tamaño de la carga conectada. Se incluye a los consumidores de escasos recursos económicos y bajos consumos que tienen integrada a su residencia una pequeña actividad comercial o artesanal.
Empresa eléctrica de distribución o distribuidora:	Persona jurídica cuyo título habilitante le faculta realizar las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica y alumbrado público general, dentro de su área de servicio.
EPM	Equipo de Prueba de Medidores
Frecuencia de las interrupciones:	Es el número de veces, en un periodo determinado, que se interrumpe el suministro de energía eléctrica a un consumidor.

Interrupción:	Es el corte o suspensión del suministro de electricidad a los consumidores del área de servicio de la empresa eléctrica de distribución.
MVAR	Megavoltio - amperio reactivo
NIATH	Normas Internas de Administración de Talento Humano
Niveles de voltaje:	Se definen los siguientes valores de niveles de voltaje: Bajo voltaje: menor igual a 0,6 kV; Medio voltaje: mayor a 0,6 y menor igual a 40 kV; Alto voltaje grupo 1: mayor a 40 y menor igual a 138 kV; Alto voltaje grupo 2: mayor a 138 kV.
Pérdidas de Energía:	Las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida y pueden clasificarse como pérdidas no técnicas o comerciales (comúnmente llamadas pérdidas negras) y pérdidas técnicas. No toda la energía eléctrica que se produce, se vende y se factura.
Pérdidas Técnicas:	Consiste en las pérdidas que ocurren en las líneas de transmisión y distribución. Estas son inherentes al transporte y distribución de la electricidad, y se asocian de manera significativa a las características de la infraestructura de los sistemas de energía.
Pérdidas No Técnicas:	Se refieren a la energía entregada pero no pagada por los usuarios, situación que se traduce en pérdidas financieras directas. Están relacionadas con el hurto, fraude, electricidad no contabilizada, problemas de gestión, entre otros.
Punto de entrega o conexión:	Es la frontera de conexión entre las instalaciones de dos participantes del sector eléctrico; la cual separa las responsabilidades en cuanto a la propiedad, operación y mantenimiento de los activos.
Sistema de distribución:	Comprende las líneas de subtransmisión, las subestaciones de distribución, los alimentadores primarios, los transformadores de distribución, las redes secundarias, las acometidas, el equipamiento de compensación, protección, maniobra, medición, control y comunicaciones, utilizados para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica.

13. ANEXOS

- Anexo I: Metas por Unidades de Negocio 2025
- Anexo II: Memoria Proforma presupuestaria CNEL EP 2025

Elaborado por:

Director de Planificación Estratégica – CNEL EP