



Corporación Nacional de Electricidad

# PLAN DE NEGOCIOS

expansión e inversión

## 2026

## Contenido

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Resumen Ejecutivo .....</b>  | <b>7</b>  |
| <b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>   | <b>9</b>  |
| 1.1. Reseña histórica .....   | 9         |
| 1.2. Objeto Social .....  | 10        |
| 1.3. Misión y Visión .....  | 10        |
| 1.4. Modelo de Negocio.....   | 12        |
| 1.5. Servicios.....   | 13        |
| 1.6. Infraestructura .....  | 14        |
| 1.7. Situación actual.....  | 14        |
| 1.7.1. Clientes Regulados.....  | 14        |
| 1.7.2. Clientes No Regulados .....  | 15        |
| 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.....  | 18        |
| 1.7.6. Compra de energía.....   | 20        |
| 1.7.7. Balance de energía .....   | 22        |
| <b>2. ANÁLISIS DE MERCADO .....</b>   | <b>26</b> |
| 2.1. Área de Cobertura.....   | 27        |
| 2.2. Clientes .....   | 27        |
| 2.2.1. Proyección de Clientes.....  | 30        |
| 2.2.2. Clientes con subsidios .....   | 31        |
| 2.2.3. Análisis de las Fuerzas de Porter.....                                 | 32        |
| 2.3. Canales de Comunicación .....  | 34        |
| <b>3. PLAN COMERCIAL.....</b>   | <b>35</b> |
| 3.1. Objetivos del Plan Comercial .....                                       | 35        |
| 3.2. Acciones Estratégicas a Implementar en el 2026.....                      | 36        |
| 3.3. Indicadores y Metas del Plan Comercial 2026 .....                        | 40        |
| 3.4. Presupuesto del Plan Comercial.....                                      | 42        |
| 3.5. Proyecciones 2026 .....  | 44        |
| <b>4. PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN .....</b> | <b>44</b> |

|          |   |    |
|----------|---|----|
| 4.1.     | Objetivos del Plan de Operación y Mantenimiento.....                              | 44 |
| 4.2.     | Acciones Estratégicas a Implementar en el 2026.....                               | 44 |
| 4.3.     | Indicadores y Metas del Plan de Operación y Mantenimiento 2026 .....              | 47 |
| 4.4.     | Presupuesto de Operación y Mantenimiento 2026 .....                               | 48 |
| 5.       | PLAN DE GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y SOPORTE EMPRESARIAL .....                        | 51 |
| 5.1.     | Objetivos del Plan de Gestión Administrativa y Soporte Empresarial .....          | 51 |
| 5.2.     | Acciones Estratégicas a Implementar en el 2026.....                               | 51 |
| 5.3.     | Indicadores y Metas del Plan de Gestión Administrativa y Soporte Empresarial 2026 | 54 |
| 5.4.     | Presupuesto del Plan de Gestión Administrativa y Soporte Empresarial.....         | 56 |
| 6.       | PLAN DE INVERSIONES.....  | 57 |
| 6.1.     | Plan de Expansión .....   | 59 |
| 6.1.1.   | Objetivo del Plan de Expansión.....   | 59 |
| 6.1.2.   | Acciones Estratégicas a Implementar en el 2026 .....                              | 59 |
| 6.1.3.   | Indicadores y Metas del Plan de Expansión 2026 .....                              | 59 |
| 6.1.4.   | Presupuesto del Plan de Expansión.....  | 60 |
| 6.1.4.1. | Electrificación rural .....   | 60 |
| 6.1.4.2. | Expansión alumbrado público .....   | 60 |
| 6.1.4.3. | Expansión distribución .....  | 60 |
| 6.1.4.4. | ELECTRIFICACIÓN RURAL Y URBANO MARGINAL .....                                     | 61 |
| 6.1.4.5. | PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. ....                | 61 |
| 6.1.4.6. | PMRSEE .....  | 61 |
| 6.1.4.7. | Plan de Reconstrucción Integral de las Zonas Afectadas (PRIZA).....               | 61 |
| 6.2.     | Proyectos de Calidad .....  | 61 |
| 6.2.1.   | Calidad Alumbrado Público .....   | 62 |
| 6.2.2.   | Calidad Distribución.....   | 62 |
| 7.       | RESUMEN DEL PRESUPUESTO DE LOS PLANES 2026 .....                                  | 62 |
| 8.       | PLAN FINANCIERO .....   | 62 |
| 8.1.     | Objetivos del Plan Financiero .....   | 62 |
| 8.2.     | Supuestos Financieros .....   | 62 |
| 8.3.     | Fuente de Ingreso .....   | 63 |
| 8.4.     | Estado de Situación Proyectado .....  | 63 |
| 8.4.1.   | Activo .....  | 64 |
| 8.4.2.   | Pasivo .....  | 65 |
| 8.4.3.   | Patrimonio .....  | 66 |



|  |           |
|--|-----------|
| <b>8.5. Estado de Resultado Proyectado .....</b>                             | <b>66</b> |
| <b>8.5.1. Ingresos Operacionales.....</b>                                    | <b>67</b> |
| <b>8.5.2. Gastos y Costos Operacionales .....</b>                            | <b>67</b> |
| <b>8.5.3. Depreciaciones, Amortizaciones y Deterioro Operacionales .....</b> | <b>68</b> |
| <b>8.5.4. Ingresos no operacionales .....</b>                                | <b>68</b> |
| <b>8.5.5. Gastos y costos no operacionales .....</b>                         | <b>68</b> |
| <b>8.5.6. Resultado Neto .....</b>   | <b>69</b> |
| <b>8.5.7. Alertas y riesgos financieros .....</b>                            | <b>69</b> |
| <b>8.6. Flujo de Caja Proyectado .....</b>                                   | <b>71</b> |
| <b>8.6.1. Ingresos .....</b>   | <b>72</b> |
| <b>8.6.2. Egresos .....</b>  | <b>72</b> |
| <b>8.7. Presupuesto Empresarial.....</b>                                     | <b>73</b> |
| <b>8.7.1. Presupuesto de Ingresos .....</b>                                  | <b>74</b> |
| <b>8.7.2. Presupuesto de Egresos .....</b>                                   | <b>76</b> |
| <b>8.8. Índices Financieros .....</b>  | <b>78</b> |
| <b>8.9. Indicadores y Metas del Plan Financiero 2026 .....</b>               | <b>79</b> |
| <b>9. EVALUACIÓN DE RIESGOS .....</b>  | <b>80</b> |
| <b>9.1. Póliza de Seguros .....</b>  | <b>84</b> |
| <b>10. CUADRO RESUMEN DE INDICADORES Y METAS 2026 .....</b>                  | <b>86</b> |
| <b>11. ALINEACIÓN AL PLAN ESTRATÉGICO .....</b>                              | <b>93</b> |
| <b>12. GLOSARIO DE DEFINICIONES.....</b>                                     | <b>96</b> |

## Índice de Tablas

|   |    |
|---|----|
| Tabla Nro. 1: Evolución total de clientes regulados por Unidades de Negocios 2022 -2025....                           | 15 |
| Tabla Nro. 2: Evolución de Clientes No Regulados 2022-2025 y proyección 2026.....                                     | 16 |
| Tabla Nro. 3: Consumo de Energía en MWh – Clientes Regulados 2025 (Nov) .....   | 16 |
| Tabla Nro. 4: Variación de Consumo de Energía Facturada (MWh) 2022-2025 (Nov) .....                                   | 17 |
| Tabla Nro. 5: Consumo de Energía – Clientes No Regulados 2021-2025 (Nov) .....  | 18 |
| Tabla Nro. 6: Evolución de Facturación por venta de energía 2022-2025 (Nov) en millones de USD.....                   | 18 |
| Tabla Nro. 7: Facturación de Energía y # de clientes regulados.....   | 19 |
| Tabla Nro. 8: Facturación Energía No Regulados .....  | 20 |
| Tabla Nro. 9: Histórico compra de energía 2020 – 2024 y proyección 2025 .....   | 21 |
| Tabla Nro. 10: Análisis presupuestario compra de energía (Millones de USD) .....                                      | 21 |
| Tabla Nro. 11: Balance de Energía 2024 - 2025.....  | 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.....  | 24 |
| Tabla Nro. 15: Evolución de % Pérdidas Móvil Anual .....  | 25 |
| Tabla Nro. 16: Segmentación de Clientes 2025 (nov).....   | 28 |
| 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.....                       | 30 |
| Tabla Nro. 19: Proyección de Clientes 2026 .....  | 31 |
| Tabla Nro. 20: Proyección subsidios por Unidades de Negocio .....   | 32 |
| Tabla Nro. 21: Acciones Estratégicas del Plan Comercial 2026 .....  | 36 |
| Tabla Nro. 22: Indicadores y metas - Plan Comercial 2026.....   | 40 |
| Tabla Nro. 23: Presupuesto – Plan Comercial 2026.....   | 42 |
| Tabla Nro. 24: Proyección de Devengo por partidas del área Comercial (Proyección 2026) .                              | 43 |
| Tabla Nro. 25: Proyecciones 2025 - 2026 en GWh y en USD (en millones de dólares).....                                 | 44 |
| Tabla Nro. 26: Acciones Estratégicas a implementar – Plan de Operación y mantenimiento                                | 44 |
| Tabla Nro. 27: Cuadro de metas de Operación y Mantenimiento 2026.....   | 47 |
| Tabla Nro. 28: Presupuesto – Partidas de Operación y mantenimiento 2026 .....   | 49 |
| Tabla Nro. 29: Proyección de Devengo por partida del área de Distribución 2025 .....                                  | 50 |
| Tabla Nro. 30: Objetivos del Plan de Gestión Administrativa y Soporte Empresarial .....                               | 51 |
| Tabla Nro. 31: Cuadro de metas e indicadores del Plan de Gestión Administrativa y Soporte Empresarial .....           | 55 |
| Tabla Nro. 32: Presupuesto Plan Operativo – Gestión Administrativa y Soporte Empresarial .....                        | 57 |
| Tabla Nro. 33: Presupuesto – Plan de Inversiones 2026.....  | 58 |
| Tabla Nro. 34: Detalle de Programas de Inversión 2026 .....   | 58 |
| Tabla Nro. 35: Cuadro de metas e indicadores del Plan de Expansión.....   | 59 |
| Tabla Nro. 36.- Detalle Proyectos de expansión (Nuevos – Arrastres).....  | 60 |
| Tabla Nro. 37: Detalle Proyectos de Expansión por programa y recursos 2026.....                                       | 60 |
| Tabla Nro. 38: Proyectos de Calidad 2026.....   | 61 |
| Tabla Nro. 39: Resumen presupuesto de los planes .....  | 62 |
| Tabla Nro. 40: Estado de Situación Financiera (USD) .....   | 64 |
| Tabla Nro. 41: Proyectado vs Pagado .....   | 66 |
| Tabla Nro. 42: Estado de Resultado Proyectado (USD) .....   | 66 |
| Tabla Nro. 43: Estado de Resultados Proyectado por Trimestre (USD).....   | 66 |

|  |    |
|--|----|
| <b>Tabla Nro. 44: Gastos y Costos Operacionales (USD)</b>  | 67 |
| <b>Tabla Nro. 45: Depreciaciones, Amortizaciones y Deterioros Operacionales (USD)</b>  | 68 |
| <b>Tabla Nro. 46: Detalle Gastos y costos no operacionales (USD)</b>   | 68 |
| <b>Tabla Nro. 47: Flujo de Caja Proyectado 2025 - 2026 (USD)</b>   | 71 |
| <b>Tabla Nro. 48: Presupuesto Definitivo 2026 (USD)</b>  | 73 |
| <b>Tabla Nro. 49: Ingresos de Financiamiento (USD)</b>   | 75 |
| <b>Tabla Nro. 50: Presupuesto de Inversión (USD)</b>   | 78 |
| <b>Tabla Nro. 51: Índices Financieros</b>  | 78 |
| <b>Tabla Nro. 52: Índices Financieros Proyección 2026 – Trimestral</b>   | 78 |
| <b>Tabla Nro. 53: Cuadro de metas e indicadores del Plan Financiero 2026</b>   | 79 |
| <b>Tabla Nro. 54: Resumen matriz evaluación de riesgos “MUY ALTOS” y “ALTOS”</b>   | 81 |
| <b>Tabla Nro. 55: Pólizas de Seguros</b>   | 84 |
| <b>Tabla Nro. 56: Cuadro de Metas – Indicadores Plan General de Negocios 2026</b>  | 86 |
| <b>Tabla Nro. 57: Alineación del PGNEI 2026 con el Plan Nacional de Desarrollo 2025-2029 “Ecuador no se detiene 2025-2029”</b> | 93 |

## Índice de Ilustraciones

|  |    |
|--|----|
| <b>Ilustración Nro. 1: Modelo de Negocio CNEL EP</b>                                     | 12 |
| <b>Ilustración Nro. 2: Servicios entregados por CNEL EP</b>                              | 13 |
| <b>Ilustración Nro. 3: Infraestructura de CNEL EP 2025</b>                               | 14 |
| <b>Ilustración Nro. 4: Evolución de Clientes 2022-2025 – Unidades de Negocio CNEL EP</b> | 15 |
| <b>Ilustración Nro. 5: Consumo de Energía 2022 -2025 (móvil anual)</b>                   | 17 |
| <b>Ilustración Nro. 6: Evolución de Porcentaje de Pérdidas Año Móvil</b>                 | 24 |
| <b>Ilustración Nro. 7: Área de Cobertura CNEL EP</b>                                     | 27 |
| <b>Ilustración Nro. 8: Evolución consumo de energía en MWh y porcentaje de variación</b> | 29 |
| <b>Ilustración Nro. 9: Gráfico de Pareto en función de los clientes y la facturación</b> | 30 |
| <b>Ilustración Nro. 10: Las 5 fuerzas de Porter</b>                                      | 32 |
| <b>Ilustración Nro. 11: Agencias de Servicio al Cliente a Nivel Nacional</b>             | 34 |
| <b>Ilustración Nro. 12: Objetivos del Plan Comercial</b>                                 | 35 |
| <b>Ilustración Nro. 13: Objetivos del Plan de Operación y Mantenimiento</b>              | 44 |
| <b>Ilustración Nro. 14: Objetivo Estratégico asociado al Plan de Expansión</b>           | 59 |

## Resumen Ejecutivo

La Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP<sup>1</sup>, 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), 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 2026.

CNEL EP, al mes de noviembre de 2025, teniendo 2.783.557 de clientes, alcanzó una energía disponible móvil anual de 21.763 GWh, lo cual representa el 68% de la energía disponible a nivel nacional. Por otro lado, la potencia máxima fue de 3.525,42 MW y se registró en el mes de marzo de 2025. El porcentaje de pérdidas de energía al mes de noviembre 2025 alcanzó el 20,19%, con un costo económico estimado de USD 372,88 millones. A continuación, se detallan los planes a desarrollar durante el año 2026:

El *Plan Comercial 2026* se estructura en torno a siete objetivos operativos, priorizando la Maximización de la Recaudación, la Optimización de la Operatividad y la Reducción de Pérdidas de Energía, sin descuidar la calidad de la facturación y la experiencia del cliente. El presupuesto asignado para este plan alcanza los USD 74,75 millones, que comprende servicios de inspecciones (56,92%), materiales y arrendamiento de maquinarias (17,19%), mantenimiento de equipos eléctricos, acometidas y medidores (21,78%) y telemetría y otros servicios (4,11%).

En lo que respecta al *Plan de Operación y Mantenimiento del Sistema de Distribución*, se han definido objetivos operativos enfocados en el mantenimiento de la red, garantizar la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico y la operación y mantenimiento del alumbrado público, asignando para tal efecto un presupuesto de USD 50,1 millones, que comprende el 78,42% para Redes y el 21,58% para SAPG (USD 39,29 millones para Redes y USD 10,81 millones para SAPG).

El Plan de Gestión Administrativa y Procesos de Apoyo 2026 tiene como objetivo primordial garantizar la continuidad operativa y el fortalecimiento empresarial de CNEL EP, mediante la optimización de recursos financieros, la modernización de la infraestructura tecnológica y física, y el aseguramiento de la disponibilidad de la flota vehicular y activos críticos. Estratégicamente, se enfoca en robustecer la gobernanza corporativa a través del estricto cumplimiento normativo, el seguimiento a la certificación antisoborno ISO 37001, la defensa jurídica de los intereses institucionales y la implementación del nuevo Plan Estratégico 2025-2029.

---

<sup>1</sup> En el presente documento se denominará como CNEL EP o 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 Empresarial 2025-2029, cuenta con un presupuesto de USD 146,24 millones, asignando un 59,23% para proyectos de expansión y 40,77% para proyectos de calidad y gestión ambiental para el presente año.

El Plan Financiero, detalla la situación financiera del año 2025, los ingresos operacionales proyectados para el año 2025 ascienden a USD 1.609,01. No obstante, los gastos y costos operacionales se proyectan al cierre del 2025 en USD 1.838,52 millones, por lo que el resultado neto del estado de resultado proyectado para el año 2025 es negativo con USD 380,73 millones de dólares.

El costo proyectado de la compra de energía al mes de diciembre 2025 implicaría una reducción estimada de 5,46% con relación al 2024, pasando de USD 1.131,47 millones en 2024, a USD 1.069,67 millones al cierre del 2025 (proyectado), por lo que el déficit presupuestario en este rubro al cierre del 2025 se estima en USD 120,65 millones, considerando un presupuesto definitivo de USD 949,02 millones. En tal sentido, dentro del presupuesto 2026 la asignación para la compra de energía asciende a USD 1.212,48 millones, y considerando la proyección de compra de energía de USD 1.515,24 millones, el déficit presupuestario de este rubro alcanzaría los USD 302,76 millones.

El desarrollo de este Plan General de Negocios, Expansión e Inversión 2026, 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 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

El Plan General de Negocios, Expansión e Inversión 2026 de CNEL EP es el instrumento de planificación anual del Plan Estratégico Empresarial 2025–2029, y define los objetivos, metas, programas, inversiones y recursos necesarios para asegurar la sostenibilidad del negocio en las áreas de distribución, comercialización y alumbrado público general.

Este documento orienta la gestión empresarial de CNEL EP hacia:

- La eficiencia operativa del sistema eléctrico.
- La modernización y digitalización del negocio.
- La mejora de la experiencia del cliente.
- La sostenibilidad financiera.
- La reducción de pérdidas.
- La competitividad del servicio público regulado.

El Plan de Negocios 2026 integra los cinco componentes corporativos:

1. Plan Comercial
2. Plan de Operación y Mantenimiento del Sistema de Distribución
3. Plan de Gestión Administrativa y Soporte Empresarial
4. Plan de Expansión e Inversiones
5. Plan Financiero

Cada componente articula indicadores empresariales, programas de ejecución, necesidades de inversión y metas anuales alineadas al modelo de negocio definido en el PEE 2025–2029.

### 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 Ambiente y Energía (MAE).

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 CNELEP, 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.

### 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, CNELEP, 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, CNELEP, 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 CNELEP, 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

Proveer el servicio público de energía eléctrica con calidad, confiabilidad y eficiencia, impulsando el desarrollo sostenible del país mediante una gestión socialmente responsable, innovadora e íntegra.

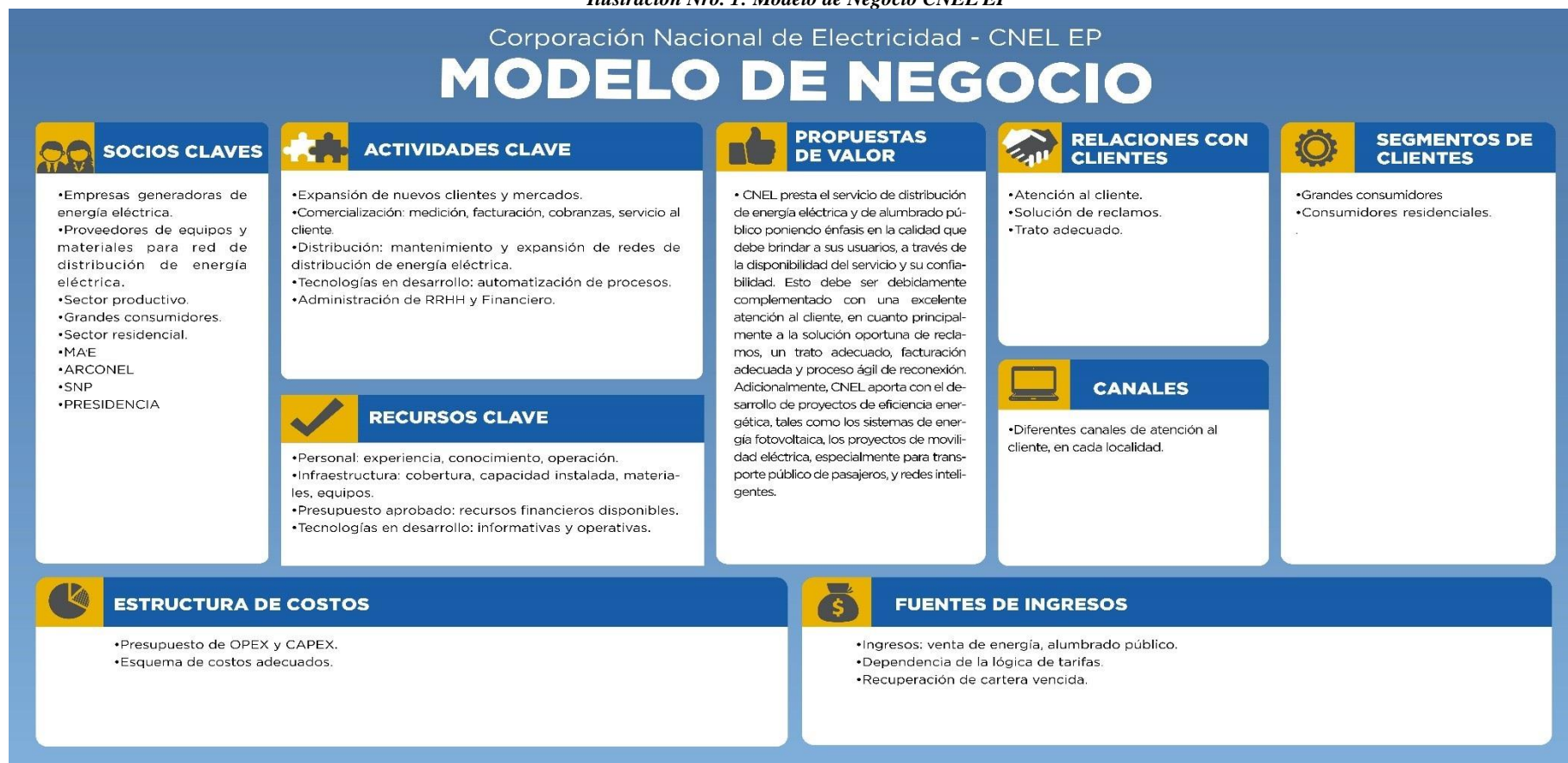


### Visión

Para el 2029, ser una empresa pública reconocida por su alta eficiencia, su innovación enfocada en la transformación digital y su gestión sostenible, consolidada como un actor clave del desarrollo productivo y el bienestar de sus ciudadanos

## 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:

*Ilustración Nro. 2: Servicios entregados por CNEL EP*



**Fuente:** Decreto Ejecutivo Nro. 1459  
**Elaboración:** Dirección de Planificación Estratégica

- **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.
- **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

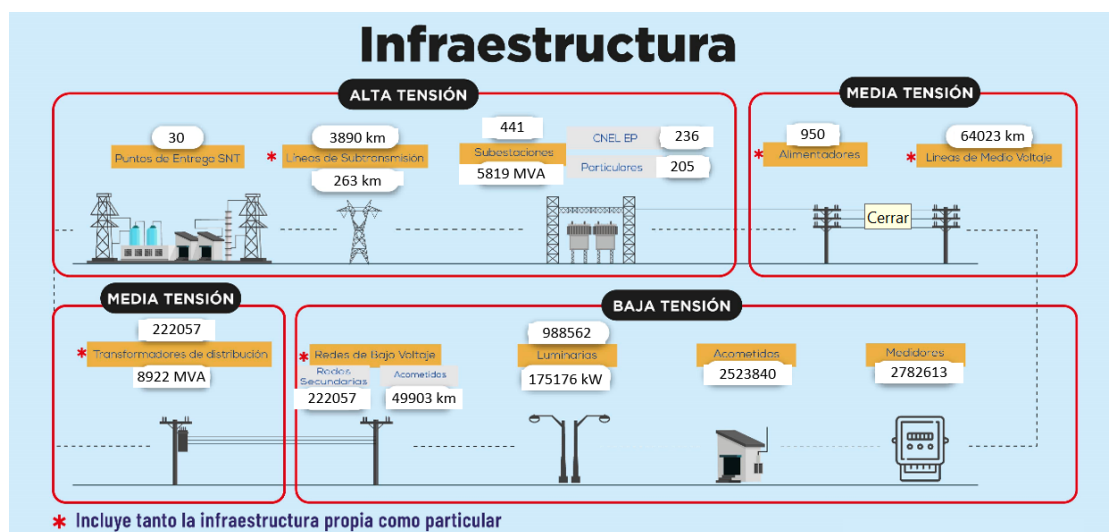
Los elementos del sistema, con corte al mes de noviembre de 2025 son los siguientes:

**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 263 y 3.890 km de longitud de red, existen 441 Subestaciones (236 CNEL EP y 205 particulares) con una capacidad total de 5.819 MVA.

**Medio Voltaje:** Alimentadores (13.8 kV): El total de alimentadores en CNEL EP es de 950 con 64.023 km de longitud de red propia. Así mismo, los transformadores propios ascienden a 169.014, mientras que los particulares a 53.043, totalizando 222.057 transformadores de distribución con una capacidad instalada total de 8.922 MVA.

**Bajo Voltaje:** Secundario (240/120 V). El total de red secundaria en CNEL EP es de 49.901 km de longitud, existen 2.523.840 acometidas que suman un total de 46.223 km a nivel territorial, la cantidad de luminarias totales es de 988.562 con 175,176 MW y 2.782.613 medidores. En la siguiente ilustración podemos observar la infraestructura de la Corporación en alta, media y baja tensión a noviembre de 2025.

Ilustración Nro. 3: Infraestructura de CNEL EP 2025



Fuente: Gerencia de Planificación

\*Datos con corte a Noviembre 2025

## 1.7. Situación actual

A continuación, se detalla la situación actual de la Corporación con corte al mes de noviembre de 2025 y la proyección para el 2026:

### 1.7.1. Clientes Regulados

Al mes de noviembre de 2025 la Corporación contó con 2.783.557 clientes regulados, 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 2026. Los clientes de

CNEL EP crecieron 1,99% en lo que va del año 2025, en comparación con el año 2024. A nivel de Unidades de Negocio se registró crecimiento en todas las Unidades de Negocio a excepción de Guayaquil, debido a procesos de depuración de clientes. Los crecimientos van desde 0,07% en Esmeraldas, hasta el 4,70% en Sucumbíos.

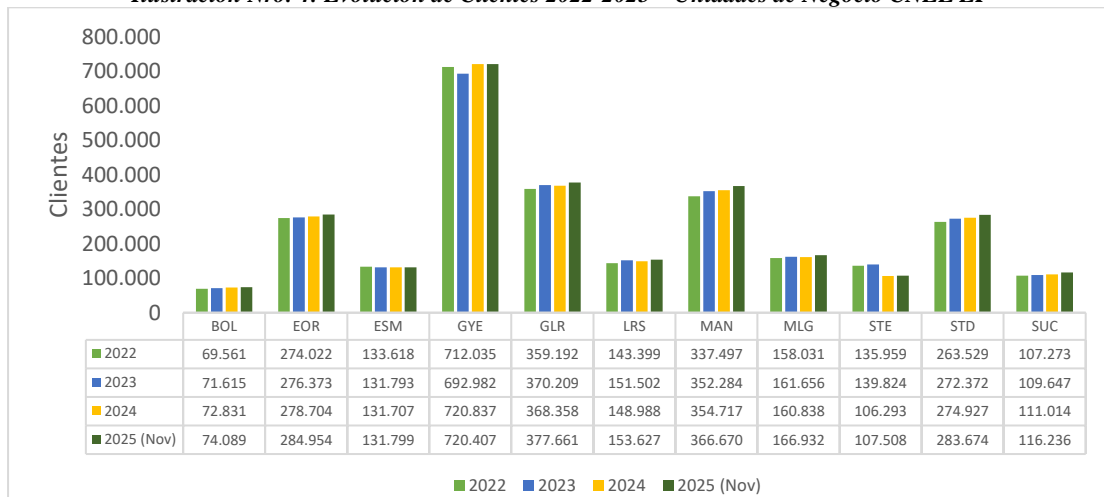
La proyección para el año 2026 es de 2.808.126, es decir, un incremento del 0,88% en comparación al mes de noviembre de 2025.

**Tabla Nro. 1: Evolución total de clientes regulados por Unidades de Negocios 2022 -2025 y Proyección 2026**

| Unidad de Negocio | 2022             | 2023             | 2024             | 2025 (Nov)       | 2026 (*)         | Variación 2024-2025 |
|-------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|---------------------|
| <b>BOL</b>        | 69.561           | 71.615           | 72.831           | 74.089           | 75.259           | 1,73%               |
| <b>EOR</b>        | 274.022          | 276.373          | 278.704          | 284.954          | 288.904          | 2,24%               |
| <b>ESM</b>        | 133.618          | 131.793          | 131.707          | 131.799          | 131.354          | 0,07%               |
| <b>GYE</b>        | 712.035          | 692.982          | 720.837          | 720.407          | 722.909          | -0,06%              |
| <b>GLR</b>        | 359.192          | 370.209          | 368.358          | 377.661          | 379.898          | 2,53%               |
| <b>LRS</b>        | 143.399          | 151.502          | 148.988          | 153.627          | 157.822          | 3,11%               |
| <b>MAN</b>        | 337.497          | 352.284          | 354.717          | 366.670          | 369.427          | 3,37%               |
| <b>MLG</b>        | 158.031          | 161.656          | 160.838          | 166.932          | 168.674          | 3,79%               |
| <b>STE</b>        | 135.959          | 139.824          | 106.293          | 107.508          | 107.427          | 1,14%               |
| <b>STD</b>        | 263.529          | 272.372          | 274.927          | 283.674          | 288.457          | 3,18%               |
| <b>SUC</b>        | 107.273          | 109.647          | 111.014          | 116.236          | 117.995          | 4,70%               |
| <b>CNEL EP</b>    | <b>2.694.116</b> | <b>2.730.257</b> | <b>2.729.214</b> | <b>2.783.557</b> | <b>2.808.126</b> | <b>1,99%</b>        |

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

**Ilustración Nro. 4: Evolución de Clientes 2022-2025 – Unidades de Negocio CNEL EP**



**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 2022 hasta noviembre del año 2025 y la proyección para el año 2026.

**Tabla Nro. 2: Evolución de Clientes No Regulados 2022-2025 y proyección 2026**

| Año        | # Clientes | Variación |
|------------|------------|-----------|
| 2022       | 90         |           |
| 2023       | 91         | 1,11%     |
| 2024       | 88         | -3,30%    |
| 2025 (Nov) | 90         | 2,27%     |
| 2026 (*)   | 90         | -         |

**Fuente:** Gerencia Comercial/Dirección de Catastro y Facturación

(\*) Proyección de clientes 2026

No se formula una proyección específica del número de clientes no regulados para el año 2026, debido a que la decisión de migración entre el régimen regulado y no regulado es de carácter discrecional del usuario y responde a variables exógenas a la gestión de la distribuidora, principalmente asociadas a su nivel de demanda, estructura de costos energéticos, estrategia operativa y modelo de negocio. En términos metodológicos, dada la alta volatilidad individual de este segmento y considerando que, en la serie histórica, la variación absoluta del número de clientes no regulados ha sido marginal en relación con el total de clientes regulados, se adopta como supuesto de proyección la invariabilidad del número de usuarios para el período analizado.

### 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 año móvil al mes de noviembre de 2025 alcanzó los 15.964.508,23 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 91,03% del total de clientes y su consumo de energía eléctrica facturada alcanza el 34,15%; mientras tanto, en cuanto a cantidad de clientes los industriales representan el 0,23%, sin embargo, su consumo alcanza el 26,54% de la energía facturada. Otro grupo importante de consumo son los clientes comerciales, quienes consumen el 17,64% de la energía facturada, siendo el 7,44% de los clientes. El grupo de “otros clientes”, representa el 1,30% y su consumo es del 16,21%; alumbrado público representa el 5,46% del consumo facturado de energía.

**Tabla Nro. 3: Consumo de Energía en MWh – Clientes Regulados 2025 (Nov)**

| Unidad de Negocio | Residencial  | Comercial    | Industrial   | Otros      | Alumbrado Público | Total Consumo Energía (MWh) |
|-------------------|--------------|--------------|--------------|------------|-------------------|-----------------------------|
| BOL               | 57.312,44    | 16.447,00    | 694,37       | 8.073,44   | 21.102,71         | 103.629,96                  |
| EOR               | 450.431,73   | 194.164,55   | 446.484,71   | 192.405,57 | 101.713,77        | 1.385.200,34                |
| ESM               | 207.677,06   | 66.473,71    | 136.833,09   | 91.180,54  | 54.119,62         | 556.284,02                  |
| GYE               | 1.832.801,33 | 1.209.673,00 | 1.466.678,61 | 653.969,89 | 180.737,44        | 5.343.860,26                |
| GLR               | 954.178,53   | 399.726,04   | 748.675,41   | 526.254,11 | 108.487,30        | 2.737.321,40                |
| LRS               | 243.918,40   | 82.615,86    | 46.066,20    | 72.775,15  | 34.514,47         | 479.890,07                  |
| MAN               | 700.479,66   | 315.313,13   | 302.693,88   | 287.223,58 | 147.639,71        | 1.753.349,96                |
| MLG               | 280.623,16   | 133.712,51   | 495.853,69   | 418.493,05 | 51.918,21         | 1.380.600,62                |
| STE               | 188.620,39   | 86.028,00    | 66.730,36    | 198.683,19 | 45.600,78         | 585.662,72                  |
| STD               | 362.995,40   | 218.733,02   | 124.595,42   | 87.429,95  | 81.233,13         | 874.986,92                  |



| Unidad de Negocio | Residencial         | Comercial           | Industrial          | Otros               | Alumbrado Público | Total Consumo Energía (MWh) |
|-------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-------------------|-----------------------------|
| SUC               | 172.911,97          | 92.929,73           | 401.324,56          | 51.443,50           | 45.112,20         | 763.721,95                  |
| <b>Total</b>      | <b>5.451.950,08</b> | <b>2.815.816,56</b> | <b>4.236.630,29</b> | <b>2.587.931,97</b> | <b>872.179,34</b> | <b>15.964.508,23</b>        |
| <b>%</b>          | <b>34,15%</b>       | <b>17,64%</b>       | <b>26,54%</b>       | <b>16,21%</b>       | <b>5,46%</b>      | <b>100,00%</b>              |

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT  
Datos a noviembre 2025

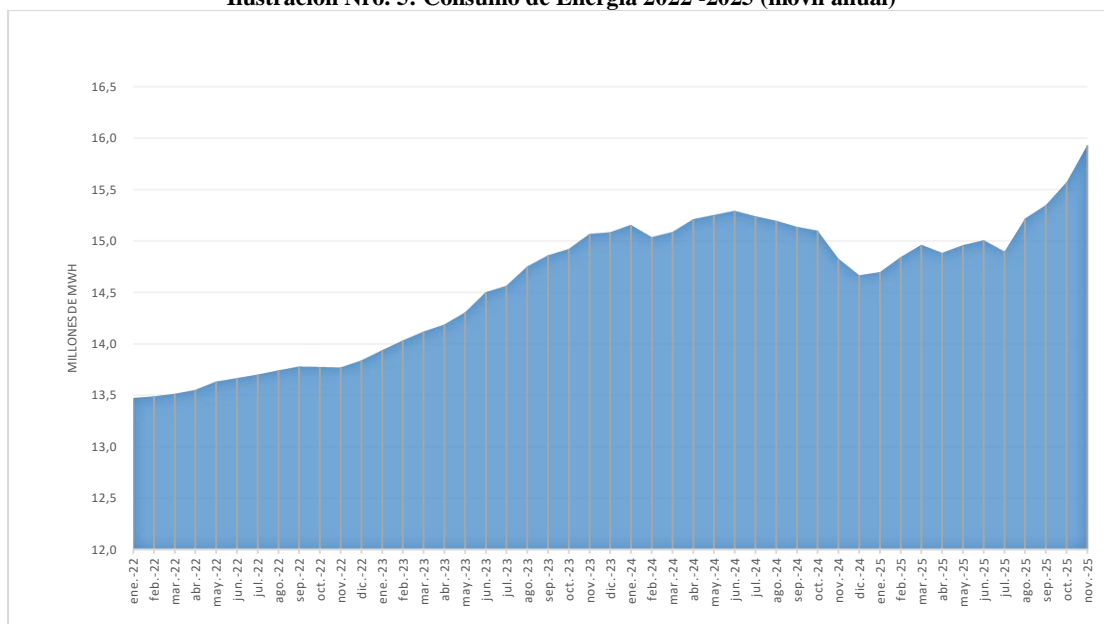
A continuación, se puede observar en la tabla Nro. 4, el comportamiento del consumo de energía eléctrica facturada entre el año 2022 y 2025 (noviembre). El consumo de energía al mes de noviembre de 2025 registra un incremento del 8,86% con relación al cierre del año 2024. A nivel de Unidades de Negocio se registran incrementos importantes en Los Ríos, Milagro, Guayas Los Ríos y Manabí.

Tabla Nro. 4: Variación de Consumo de Energía Facturada (MWh) 2022-2025 (Nov)

| UN           | 2022                 | 2023                 | 2024                 | 2025 (Nov)           | Variación 2024-2025 |
|--------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|---------------------|
| BOL          | 90.464,11            | 95.988,47            | 95.179,12            | 103.629,96           | 8,88%               |
| EOR          | 1.264.326,92         | 1.277.391,32         | 1.303.433,35         | 1.385.200,34         | 6,27%               |
| ESM          | 503.552,86           | 531.535,87           | 556.615,93           | 556.284,02           | -0,06%              |
| GYE          | 4.593.705,43         | 5.120.093,17         | 5.164.632,98         | 5.343.860,26         | 3,47%               |
| GLR          | 2.216.012,87         | 2.518.464,29         | 2.380.386,53         | 2.737.321,40         | 14,99%              |
| LRS          | 396.834,82           | 452.130,00           | 400.928,64           | 479.890,07           | 19,69%              |
| MAN          | 1.503.331,87         | 1.737.730,58         | 1.544.579,96         | 1.753.349,96         | 13,52%              |
| MLG          | 1.001.976,78         | 1.021.227,79         | 1.203.730,56         | 1.380.600,62         | 14,69%              |
| STE          | 727.976,16           | 707.278,84           | 523.564,39           | 585.662,72           | 11,86%              |
| STD          | 760.340,63           | 824.896,83           | 798.843,99           | 874.986,92           | 9,53%               |
| SUC          | 778.791,22           | 794.691,29           | 692.807,25           | 763.721,95           | 10,24%              |
| <b>Total</b> | <b>13.837.313,67</b> | <b>15.081.428,45</b> | <b>14.664.702,70</b> | <b>15.964.508,23</b> | <b>8,86%</b>        |

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT  
Datos a Noviembre 2025

Ilustración Nro. 5: Consumo de Energía 2022 -2025 (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 regulados<sup>2</sup> 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 2021 – 2025. Con corte al mes de noviembre de 2025, se observa un incremento del 9,02% del consumo de energía eléctrica, con relación al cierre del año 2024.

**Tabla Nro. 5: Consumo de Energía – Clientes No Regulados 2021-2025 (Nov)**

| Consumo Energía NO REGULADOS (MWh) |                       |        |
|------------------------------------|-----------------------|--------|
| Año                                | Consumo energía (MWh) | %      |
| 2021                               | 998.987,47            |        |
| 2022                               | 1.081.308,60          | 8,24%  |
| 2023                               | 1.104.142,19          | 2,11%  |
| 2024                               | 1.078.414,01          | -2,33% |
| 2025 (Nov)                         | 1.175.713,80          | 9,02%  |

**Fuente:** Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT  
Información a noviembre 2025

#### 1.7.5. Venta de Energía

La facturación de energía correspondiente a clientes regulados al mes de noviembre de 2025 (año móvil) asciende a 1.589,05 millones de USD, esto es, un incremento del 14% respecto a lo facturado en el año 2024 y el valor facturado por concepto de clientes No Regulados es de 6,57 millones de USD. La suma total facturada por venta de energía de clientes regulados y No regulados es de 1.596,07 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 a noviembre de 2025 (año móvil) alcanza el 95,34% que traducido a dólares es 1.380,04 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 2022-2025 (Nov) en millones de USD**

| Venta de energía                                     | 2022     | 2023     | 2024     | 2025 (Nov) |
|--|----------|----------|----------|------------|
| Facturación clientes regulados*<br>(millones de USD) | 1.267,77 | 1.403,18 | 1.393,73 | 1.589,05   |

<sup>2</sup> De acuerdo a la Regulación Nro. ARCERNR 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.

| Venta de energía  | 2022            | 2023            | 2024            | 2025 (Nov)        |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|-------------------|
| Facturación clientes No regulados (millones de USD)                             | 4,54            | 4,79            | 7,23            | 6,57              |
| <b>Total Facturación de energía (millones de USD)</b>                           | <b>1.272,31</b> | <b>1.407,97</b> | <b>1.400,96</b> | <b>\$1.596,07</b> |
| Precio Medio de Venta <b>clientes regulados</b> (Ctvs./KWh)                     | 9,08            | 9,16            | 9,39            | 9,95              |
| Recaudación energía <b>clientes regulados</b> (millones de USD)                 | 1.266,73        | 1.364,81        | 1.328,54        | 1.380,04          |
| Recaudación energía <b>clientes NO regulados</b> (millones de USD)              | 4,02            | 3,95            | 4,28            | 6,65              |
| Montos no recaudados por energía <b>clientes regulados</b> (millones de USD)    | 1,04            | 38,37           | 65,20           | 209,01            |
| Montos no recaudados por energía <b>clientes NO regulados</b> (millones de USD) | 0,52            | 0,84            | 2,95            | -0,08             |
| <b>Recaudación energía clientes regulados (%)</b>                               | 99,92%          | 97,27%          | 95,32%          | 95,34%            |
| <b>Recaudación energía clientes NO regulados (%)</b>                            | 88,55%          | 82,46%          | 59,22%          | 101,00%           |

Elaborado: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT  
Información a noviembre 2025  
(\*) Incluye Alumbrado Público

A continuación, en la tabla Nro. 7 se puede revisar el número de clientes y la facturación de energía de los años 2024 y 2025 (noviembre) 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) | 2024             |                |                            |                          | 2025 (Nov)       |                |                            |                          |
|-----------------------------|------------------|----------------|----------------------------|--------------------------|------------------|----------------|----------------------------|--------------------------|
|                             | # Clientes       | % Clientes     | Facturación de Energía USD | % Facturación de Energía | # Clientes       | % Clientes     | Facturación de Energía USD | % Facturación de Energía |
| Residencial                 | 2.477.210        | 90,77%         | \$543.787.014,09           | 39,02%                   | 2.533.910        | 91,03%         | \$564.635.816,67           | 35,53%                   |
| Comercial                   | 209.289          | 7,67%          | \$275.244.705,23           | 19,75%                   | 207.022          | 7,44%          | \$310.936.388,58           | 19,57%                   |
| Industrial                  | 6.684            | 0,24%          | \$344.130.682,77           | 24,69%                   | 6.456            | 0,23%          | \$425.322.991,65           | 26,77%                   |
| Otros                       | 36.031           | 1,32%          | \$136.972.794,43           | 9,83%                    | 36.169           | 1,30%          | \$186.282.474,33           | 11,725                   |
| Alumbrado Público           | -                | 0,00%          | \$93.599.781,98            | 6,72%                    | -                | 0,00%          | \$96.410.431,14            | 6,07%                    |
| <b>Total</b>                | <b>2.729.214</b> | <b>100,00%</b> | <b>\$1.393.734.978,50</b>  | <b>100,00%</b>           | <b>2.774.147</b> | <b>100,00%</b> | <b>1.589.053.154,21</b>    | <b>100,00%</b>           |

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT  
Información a noviembre 2025

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 en cuanto a cantidad varía año a año de manera poco significativa. Al mes de noviembre del año 2025 se registraron 90 clientes.

**Tabla Nro. 8: Facturación Energía No Regulados**

| Año        | #<br>Clientes | USD<br>Facturación<br>Energía | Variación<br>Facturación<br>Energía |
|------------|---------------|-------------------------------|-------------------------------------|
| 2022       | 90            | 4.541.754,21                  |                                     |
| 2023       | 91            | 4.790.606,84                  | 5,48%                               |
| 2024       | 88            | 7.227.498,38                  | 50,87%                              |
| 2025 (Nov) | 90            | 6.568.834,62                  | -9,11%                              |

**Fuente:** Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT  
Información a noviembre 2025

No obstante, a pesar de la estabilidad en el número de clientes, la facturación muestra variaciones relevantes, destacándose el incremento del 50,87 % registrado en 2024 respecto a 2023, explicado principalmente por el aumento del costo unitario de la energía, la actualización de cargos regulados y el mayor costo marginal del abastecimiento durante los períodos de estiaje. Para 2025, con corte a noviembre, se evidencia una disminución del 9,11 % en la facturación frente a 2024, asociada a la reducción de la energía efectivamente servida durante los racionamientos y a un ajuste en los niveles de demanda del segmento.

#### **1.7.6. Compra de energía**

La compra de energía eléctrica corresponde al conjunto de obligaciones económicas que CNEL EP debe cubrir por la adquisición de energía proveniente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Este suministro es generado en el parque nacional de generación —hidráulico, térmico y no convencional—, transportado a través del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y puesto a disposición de los consumidores finales mediante la infraestructura de distribución administrada por CNEL EP. Estos pagos constituyen una fuente esencial de financiamiento para que las empresas de generación y transmisión puedan cubrir sus costos operativos, de mantenimiento, expansión y el servicio de sus inversiones reguladas.

Con el propósito de estimar adecuadamente los requerimientos para 2026, es indispensable realizar un análisis comparativo del comportamiento energético y económico de la compra de energía durante el periodo 2020–2025. Entre 2021 y 2022, CNEL EP registró un crecimiento promedio de 3,15% anual en el volumen físico de energía adquirida al MEM, reflejando una tendencia de incremento moderado asociada al crecimiento de la demanda nacional.

No obstante, en 2023 se observó un aumento significativamente superior, alcanzando un crecimiento del 15,38%, impulsado por mayores requerimientos de carga y condiciones hidrológicas menos favorables.

El sostenido incremento en la demanda, sumado a la indisponibilidad parcial del parque térmico, y a la severidad del estiaje de 2024, derivaron en eventos de racionamiento energético durante 2023 y, con mayor intensidad, en 2024 (particularmente en los meses de abril y entre septiembre y diciembre). Estas condiciones tensaron la oferta del sistema e incidieron en una mayor volatilidad del costo marginal.



Para 2025, la mejora en la hidrología relativa ha permitido reducir la dependencia de importaciones energéticas desde Colombia respecto de 2024, moderando así los costos promedio de adquisición hasta octubre de 2025.

Considerando este comportamiento y las previsiones hidrológicas actuales, se proyecta que la compra de energía al cierre de 2025 alcance 20.891 GWh, con un costo total estimado de USD 1.069,67 millones, cifra que sintetiza los efectos combinados de la recuperación hidrológica, la demanda y la estructura de costos del MEM.

**Tabla Nro. 9: Histórico compra de energía 2020 – 2024 y proyección 2025**

| 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                    | \$0,034                          | -                                 | -                                |
| 2021    | 16.416                  | \$583.360.200                    | \$0,036                          | 3,42%                             | 6,73%                            |
| 2022    | 16.888                  | \$666.589.887                    | \$0,039                          | 2,88%                             | 14,27%                           |
| 2023    | 19.485                  | \$963.170.312                    | \$0,049                          | 15,38%                            | 44,49%                           |
| 2024    | 19.105                  | \$1.131.468.109                  | \$0,059                          | -1,95%                            | 17,47%                           |
| 2025(*) | 20.891                  | \$1.069.672.095                  | \$0,053                          | 9,35%                             | -5,48%                           |

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Eléctrica  
(\*) Proyección a diciembre 2025

Una primera versión del Estudio de Costos 2025 aprobado por la ARCONEL en el 2024, asignaba un costo de compra de energía 2025 para CNEL EP de USD 1.181,04 millones; sin embargo, para mayo 2025, la ARCONEL realizó un ajuste a dicho Estudio de Costos asignando un valor de USD 1.532,49 millones para la compra de energía.

El presupuesto definitivo del 2025 registra un valor codificado de compra de energía de USD 949,02 millones, por lo que, con relación al valor proyectado a diciembre 2025 (USD 1.069,36 millones), existiría un déficit presupuestario de USD 120,65 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. Se espera una respuesta por parte del MEF.

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

| Costo de compra de energía presupuesto definitivo 2025 | Costo de compra de energía devengado Nov/25 | Costo de compra energía proyectado 2025 | Déficit Presupuestario estimado 2025 | Costo de compra energía Proyectado 2026 |
|--|---|---|--------------------------------------|---|
| \$949,02   | \$793,59                                    | \$1.069,67                              | \$120,65                             | \$1.515,24                              |
| Codificado   | Devengado                                   | Proyectado                              |                                      |   |

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Eléctrica  
Información a noviembre 2025

Finalmente, considerando un incremento del volumen energético para el 2026 respecto del 2025, de alrededor del 2,30%, así como un incremento en el precio medio de compra respecto del 2025, se proyecta un costo de compra de energía de USD 1.515,24 millones para el año 2026, correspondiente a 21.917 GWh, con un costo medio de 0,0691 USD/KWh.

### 1.7.7. Balance de energía

El balance energético año móvil evidencia un incremento generalizado en los componentes del sistema, asociado al crecimiento de la demanda y a la mayor disponibilidad energética durante 2025.

Tabla Nro. 11: Balance de Energía 2024 - 2025

| Balance Energético (Año móvil)                                 | 2024                 | 2025 (Nov)           | Variación (%) |
|--|----------------------|----------------------|---------------|
| <b>Energía disponible sistema (MWh)</b>                        | <b>20.127.758,89</b> | <b>21.763.626,99</b> | <b>8,13%</b>  |
| (-) Facturación clientes regulados SPEE (MWh) + SAPG (MWh) (*) | 15.063.925,35        | 16.192.803,93        | <b>7,49%</b>  |
| (-) Facturación clientes no regulados (MWh)                    | 1.078.414,01         | 1.175.713,80         | <b>9,02%</b>  |
| (-) Energía entregada a terceros (MWh)                         | 575,00               | 615,97               | <b>7,12%</b>  |
| <b>Pérdidas totales (MWh)</b>                                  | <b>3.984.844,54</b>  | <b>4.394.493,29</b>  | <b>10,28%</b> |
| <b>Pérdidas totales (%)</b>                                    | <b>19,80%</b>        | <b>20,19%</b>        | <b>1,98%</b>  |

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT  
Información a Noviembre 2025

(\*) 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

La energía disponible en el sistema aumentó 8,13%, pasando de 20.127.758,89 MWh en 2024 a 21.763.626,99 MWh a noviembre de 2025. Este comportamiento refleja un mayor despacho energético hacia CNEC, influenciado tanto por la recuperación hidrológica del sistema nacional como por la estabilización progresiva del parque generador.

En cuanto a las pérdidas totales, se evidencia un incremento de 10,28% en términos absolutos, pasando de 3.984.844,54 MWh a 4.394.493,29 MWh. Si bien el volumen de pérdidas crece en línea con la mayor energía disponible, el indicador porcentual de pérdidas pasó de 19,80% a 20,19%, lo que representa un incremento de 1,98% relativo (0,39 puntos porcentuales).

A continuación, en la tabla Nro. 12 se detallan las pérdidas técnicas<sup>3</sup> y No técnicas<sup>4</sup> en USD y en MWh a noviembre del 2025; 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

| Noviembre 2025 |        |                   |                      |                  |
|----------------|--------|-------------------|----------------------|------------------|
| 2025           | Unidad | Pérdidas Técnicas | Pérdidas no Técnicas | Pérdidas totales |
|                | USD    | \$70.280.668,51   | \$302.604.454,33     | \$372.885.454,33 |
|                | MWh    | 1.354.361,32      | 3.040.131,97         | 4.394.493,29     |
|                | %      | 6,23%             | 13,72%               | 20,19%           |

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT  
Información a noviembre/25

En la tabla Nro. 13 Se presenta un detalle comparativo al cierre del mes de noviembre

<sup>3</sup> Las pérdidas técnicas son aquellas que se generan en la red eléctrica durante la generación, transmisión y distribución, como resultado de las propiedades físicas de la infraestructura. Se originan principalmente por el calentamiento de conductores, transformadores y otros equipos que limitan el total de energía que llega al usuario final.

<sup>4</sup> 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.

de 2025 entre las pérdidas de energía de energía eléctrica de las distribuidoras del país.

**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 (%) |
|------------------------|--|---|--|---|-----------------------------------|
| <b>CNEL EP</b>         | 21.763.626,99                              | 4.394.493,29                            | 6,22%                                      | 13,97%  | 20,19%                            |
| <b>Otras Eds</b>       |  |   |  |   |                                   |
| E,E, Ambato            | 831.703,54                                 | 52.088,55                               | 6,05%                                      | 0,21%   | 6,26%                             |
| E,E, Azogues           | 110.965,31                                 | 5.699,05                                | 4,83%                                      | 0,30%   | 5,14%                             |
| E,E, Centro Sur        | 1.347.246,24                               | 92.326,78                               | 6,34%                                      | 0,51%   | 6,85%                             |
| E,E, Cotopaxi          | 732.401,73                                 | 74.826,87                               | 8,08%                                      | 2,14%   | 10,22%                            |
| E,E, Galápagos         | 79.811,04                                  | 2.086,86                                | 3,14%                                      | -0,53%  | 2,61%                             |
| E,E, Norte             | 805.283,04                                 | 82.661,54                               | 4,99%                                      | 5,28%   | 10,26%                            |
| E,E, Quito             | 4.768.481,13                               | 338.391,16                              | 5,02%                                      | 2,08%   | 7,10%                             |
| E,E, Riobamba          | 481.084,94                                 | 34.496,48                               | 5,74%                                      | 1,43%   | 7,17%                             |
| E,E, Sur               | 1.219.894,40                               | 45.173,44                               | 2,85%                                      | 0,85%   | 3,70%                             |
| <b>Total Otras Eds</b> | 10.376.871,38                              | 727.750,73                              | 5,25%                                      | 1,76%   | 7,01%                             |
| <b>TOTAL</b>           | 32.140.498,37                              | 5.122.244,02                            | 5,91%                                      | 10,03%  | 15,94%                            |

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT  
Información a noviembre/25

El análisis del comportamiento de pérdidas de energía por empresa distribuidora evidencia diferencias estructurales significativas entre CNEL EP y el resto de distribuidoras del país. A noviembre de 2025, la energía disponible total del sistema asciende a 32.140 GWh, de los cuales 21.763 GWh corresponden a CNEL EP (68% del total), lo que refleja su papel dominante en la estructura del mercado eléctrico de distribución.

En términos absolutos, CNEL EP concentra 4.394 GWh de pérdidas año móvil, equivalentes al 86% de las pérdidas totales del país, debido principalmente al tamaño de su base de clientes, la complejidad operativa de sus zonas de servicio y la presencia de áreas con altos índices de pérdidas no técnicas.

Comparativamente, las otras empresas distribuidoras registran 727 GWh de pérdidas, alcanzando un porcentaje país (sin incluir CNEL EP) de 7,01%, valor significativamente menor al de CNEL EP (20,19%). Es importante destacar que la empresa enfrenta mayores retos por: (i) la magnitud del mercado atendido, que amplifica el impacto absoluto de las pérdidas; (ii) la presencia de zonas con alto riesgo de inseguridad que limitan actividades de inspección y control; (iii) la persistencia de conexiones irregulares y manipulación de acometidas; (iv) la necesidad de renovar tramos relevantes de redes para reducir pérdidas técnicas y habilitar esquemas de medición inteligente. Estos factores explican que la proporción de pérdidas no técnicas sea mayor y que el indicador se sitúe por encima del promedio sectorial, evidenciando áreas en las que deben fortalecerse los mecanismos de control, normalización y recuperación de energía.

En la siguiente tabla se detalla el costo medio de las pérdidas de energía tanto técnicas como no técnicas, en la cual se observa que las unidades de Negocio Guayaquil, Manabí y Guayas Los Ríos concentran el 68,4% del costo total de las pérdidas. Aproximadamente el 81 % corresponde a pérdidas no técnicas asociadas a factores

socioeconómicos, morosidad, inseguridad y limitaciones históricas de inversión en redes y medición.

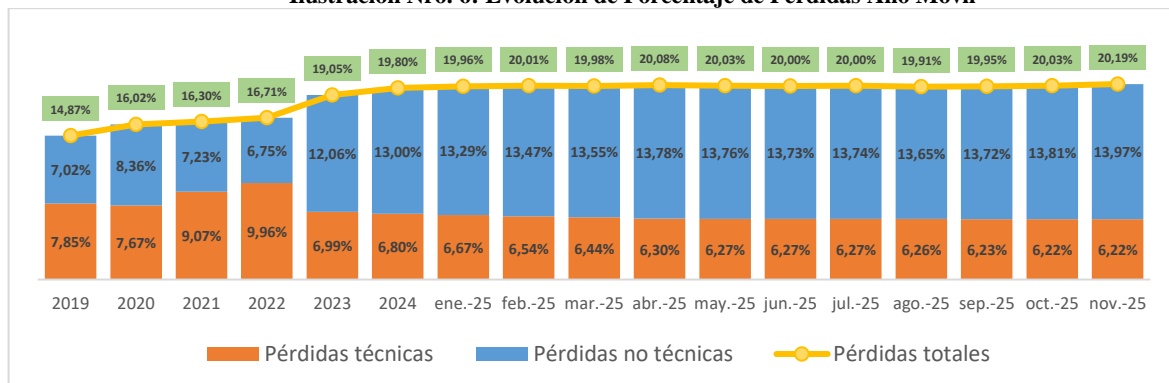
**Tabla Nro. 14: Pérdidas de Energía en USD – dólares por Unidad de Negocio**

| Unidad de Negocio | Costo Medio Pérdidas Técnicas | Costo Medio Pérdidas NO Técnicas | Costo Total Medio de Pérdidas |
|-------------------|-------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|
| GYE               | 18.753.695,86                 | 95.599.157,84                    | 114.352.853,70                |
| MAN               | 12.618.046,54                 | 58.534.203,62                    | 71.152.250,16                 |
| GLR               | 11.522.063,73                 | 58.041.430,47                    | 69.563.494,20                 |
| EOR               | 8.101.342,64                  | 24.067.429,82                    | 32.168.772,46                 |
| MLG               | 4.973.473,76                  | 15.157.786,50                    | 20.131.260,26                 |
| ESM               | 2.732.814,55                  | 16.328.039,57                    | 19.060.854,13                 |
| LRS               | 2.041.527,26                  | 13.865.843,85                    | 15.907.371,11                 |
| STE               | 2.135.212,75                  | 9.840.973,01                     | 11.976.185,76                 |
| STD               | 4.561.187,18                  | 6.144.083,14                     | 10.705.270,32                 |
| SUC               | 2.123.357,73                  | 4.914.731,59                     | 7.038.089,32                  |
| BOL               | 717.946,50                    | 110.774,91                       | 828.721,41                    |

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

En la ilustración Nro. 5 se puede ver el histórico de las pérdidas de energía eléctrica y en la tabla Nro. 15, se encuentra el detalle de los porcentajes de pérdidas por Unidad de Negocio durante el período móvil anual a noviembre de 2025.

**Ilustración Nro. 6: 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  | dic-24 | ene-25 | feb-25 | mar-25 | abr-25 | may-25 | jun-25 | jul-25 | ago-25 | sep-25 | oct-25 | nov-25 |
|-----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| BOL | 10,97% | 11,05% | 11,28% | 12,07% | 12,32% | 12,17% | 12,72% | 12,51% | 12,43% | 12,59% | 12,59% | 12,61% |
| EOR | 20,77% | 20,71% | 20,74% | 20,73% | 20,83% | 20,87% | 20,83% | 20,93% | 20,96% | 21,17% | 21,28% | 21,35% |
| ESM | 25,87% | 26,01% | 26,21% | 26,27% | 26,76% | 27,01% | 27,15% | 27,51% | 27,55% | 27,47% | 27,55% | 27,62% |
| GYE | 18,73% | 18,83% | 18,82% | 18,76% | 18,70% | 18,61% | 18,51% | 18,39% | 18,18% | 18,19% | 18,21% | 18,50% |
| GLR | 18,84% | 19,05% | 19,34% | 19,38% | 19,56% | 19,72% | 19,79% | 19,87% | 19,90% | 19,93% | 20,15% | 20,37% |
| LRS | 27,66% | 27,62% | 27,59% | 27,08% | 27,17% | 26,90% | 26,32% | 25,76% | 25,24% | 25,36% | 25,56% | 25,55% |
| MAN | 29,71% | 30,07% | 30,14% | 30,20% | 30,47% | 30,17% | 30,11% | 30,15% | 30,06% | 30,22% | 30,28% | 30,31% |
| MLG | 13,81% | 14,35% | 14,05% | 14,11% | 14,00% | 14,04% | 14,03% | 14,18% | 14,13% | 14,17% | 14,19% | 14,53% |
| STE | 19,94% | 20,07% | 19,68% | 19,35% | 19,32% | 19,20% | 19,17% | 19,19% | 19,07% | 18,48% | 18,64% | 18,43% |
| STD | 12,53% | 12,37% | 12,58% | 12,55% | 12,99% | 13,05% | 13,23% | 13,19% | 13,20% | 13,75% | 13,92% | 13,98% |
| SUC | 10,01% | 10,18% | 10,44% | 10,51% | 10,75% | 10,66% | 10,76% | 10,97% | 11,21% | 10,91% | 10,80% | 10,64% |
| %   | 19,80% | 19,96% | 20,01% | 19,98% | 20,08% | 20,03% | 20,00% | 20,00% | 19,91% | 19,95% | 20,03% | 20,19% |

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. Con corte al mes de noviembre de 2025, el porcentaje de recaudación fue de 95,34% con una cartera mayor a 30 días de 553,41 millones de dólares, lo que refleja un grave problema de gestión de ingresos en la Corporación.
- 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 mayor incidencia del crecimiento de la cartera está en el sector privado, lo que corresponde al 72% de la cartera total.
- 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. Esto sumado a los asentamientos irregulares, contribuyen a las pérdidas de energía en 1,97% a las pérdidas totales de la Corporación. Incidencia que fue reportada en el año 2024 al Ministerio.
- Alta rotación en los cargos jerárquicos de la CNEL EP, lo cual no ha permitido continuar con las iniciativas trazadas. Desde el año 2017, la Corporación ha tenido 19 Gerentes Generales, lo que se traduce en 2 Gerentes por año.
- Limitada asignación de recursos presupuestarios dificulta la inversión en reposición de redes que permitan disminuir las pérdidas de energía en los sistemas de distribución. El gasto ha incrementado con el tiempo, lo cual ha mermado el espacio presupuestario para inversión, por lo cual se recomienda asignar recursos extraordinarios para revertir el incremento de las pérdidas. Anteriormente existía el PLANREP, mediante el cual durante 5 años se destinaron alrededor de 102.1 millones de dólares.

## 2. ANÁLISIS DE MERCADO

El análisis del mercado eléctrico debe partir del reconocimiento de que el servicio público de energía es considerado un sector estratégico del Estado conforme al artículo 313 de la Constitución, por su carácter esencial para el desarrollo económico, social y productivo del país. En este marco, la distribución y comercialización se ejercen bajo un modelo de monopolio natural, donde CNEL EP es el operador exclusivo dentro de su área autorizada, conforme a lo establecido en su Título Habilitante y bajo estricta regulación técnica, económica y tarifaria.

CNEL EP atiende a los usuarios finales que mantienen contratos vigentes de suministro eléctrico y se encuentran dentro de su área de servicio. La estructura de ingresos del negocio depende directamente de variables como la demanda de potencia y energía, los niveles de tensión del punto de entrega, la clasificación tarifaria (Residencial, Comercial, Industrial, Otros), y los cargos regulados establecidos por ARCONEL, que definen los precios del

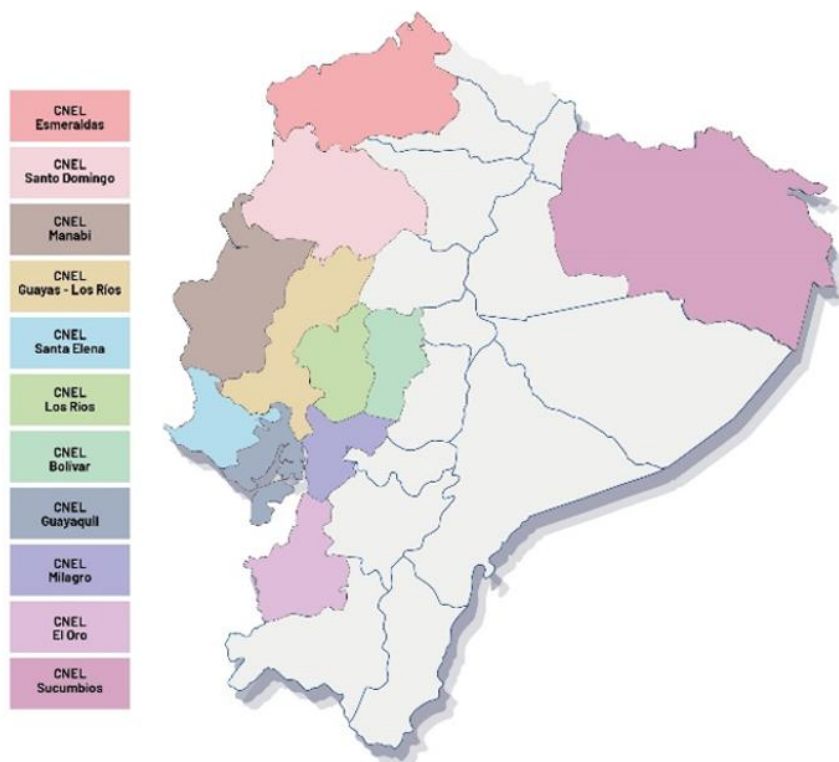
servicio. Asimismo, la facturación incorpora ajustes derivados de procesos de liquidación, compensaciones gubernamentales, subsidios cruzados y mecanismos de estabilización tarifaria.

El comportamiento del mercado también está condicionado por factores externos como el crecimiento demográfico, la expansión urbana, la electrificación de nuevas cargas (incluyendo movilidad eléctrica), la actividad económica regional y los patrones de consumo asociados a la recuperación postpandemia. A ello se suman elementos operativos como la calidad del servicio, la continuidad del suministro y la gestión de pérdidas, que influyen de manera directa en la sostenibilidad financiera y la percepción del servicio por parte de los clientes. En este contexto, comprender la dinámica de la demanda y los segmentos tarifarios es fundamental para proyectar el crecimiento del mercado y definir estrategias comerciales y operativas alineadas al Plan Estratégico Empresarial 2025–2029.

### 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 km<sup>2</sup>, equivalente al 45% de los 257.215 km<sup>2</sup> del área total nacional.

**Ilustración Nro. 7: Área de Cobertura CNEL EP**



**Fuente:** Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Eléctrica

### 2.2. Clientes

CNEL EP al mes de noviembre de 2025 registró 2.783.647 clientes en total, considerando a los regulados (2.783.557, incluyendo Alumbrado Público) y no regulados (90) y representan cerca del 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 2025 (nov)**

| Clientes  | Categoría         | #         | Facturación USD     | Total Facturación USD por segmento |
|---|-------------------|-----------|---------------------|------------------------------------|
| <b>Segmentación por clientes</b>                  | Regulados         | 2.783.557 | \$1.589.053.154,21  | <b>\$1.595.621.988,83</b>          |
|   | No Regulados      | 90        | \$6.568.834,62      |                                    |
| <b>Segmentación por tipo de Sector (Regulado)</b> | Público           | 23.692    | \$ 236.961.251,21   | \$1.589.053.154,21                 |
|   | No Público        | 2.759.865 | \$ 1.352.091.903,00 |                                    |
| <b>Grupo de Consumo (Regulado)</b>                | Residencial       | 2.533.910 | \$564.635.816,67    | \$1.589.053.154,21                 |
|   | Comercial         | 207.022   | \$310.936.388,58    |                                    |
|   | Industrial        | 6.456     | \$425.322.991,65    |                                    |
|   | Otros             | 36.169    | \$186.282.474,33    |                                    |
|   | Alumbrado Público | 11        | \$101.875.482,98    |                                    |
| <b>Nivel de Voltaje (Regulado)</b>                | Alta              | 150       | \$282.753.739,47    | \$1.589.053.154,21                 |
|   | Media             | 21.110    | \$476.623.531,49    |                                    |
|   | Baja              | 2.762.297 | \$829.675.883,25    |                                    |

Clientes regulados sin alumbrado público son 2783536

Fuente: Gerencia Comercial/Dirección de Catastro y Facturación – SISDAT

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 2021 al 2025.

**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. |
|------------|--------------|------------------|----------------------|--------------------------|
| 2021       | Público      | 21.741           | 1.735.688,45         |                          |
|            | No Público   | 2.659.790        | 10.924.427,31        |                          |
|            | <b>Total</b> | <b>2.681.531</b> | <b>12.660.115,76</b> |                          |
| 2022       | Público      | 22.227           | 1.804.136,70         | 3,94%                    |
|            | No Público   | 2.671.889        | 11.224.247,82        | 2,74%                    |
|            | <b>Total</b> | <b>2.694.116</b> | <b>13.028.384,52</b> | 2,91%                    |
| 2023       | Público      | 23.288           | 1.836.724,19         | 1,81%                    |
|            | No Público   | 2.706.969        | 12.424.425,64        | 10,69%                   |
|            | <b>Total</b> | <b>2.730.257</b> | <b>14.261.149,83</b> | 9,46%                    |
| 2024       | Público      | 23.951           | 1.720.198,22         | -6,34%                   |
|            | No Público   | 2.705.263        | 12.123.510,93        | -2,42%                   |
|            | <b>Total</b> | <b>2.729.214</b> | <b>13.843.709,15</b> | -2,93%                   |
| 2025 (Nov) | Público      | 23.692           | 2.618.425,48         | 52%                      |
|            | No Público   | 2.759.865        | 13.346.082,75        | 10%                      |
|            | <b>Total</b> | <b>2.783.557</b> | <b>15.964.508,23</b> | 15%                      |

Fuente: SISDAT

Información a NOV 2025

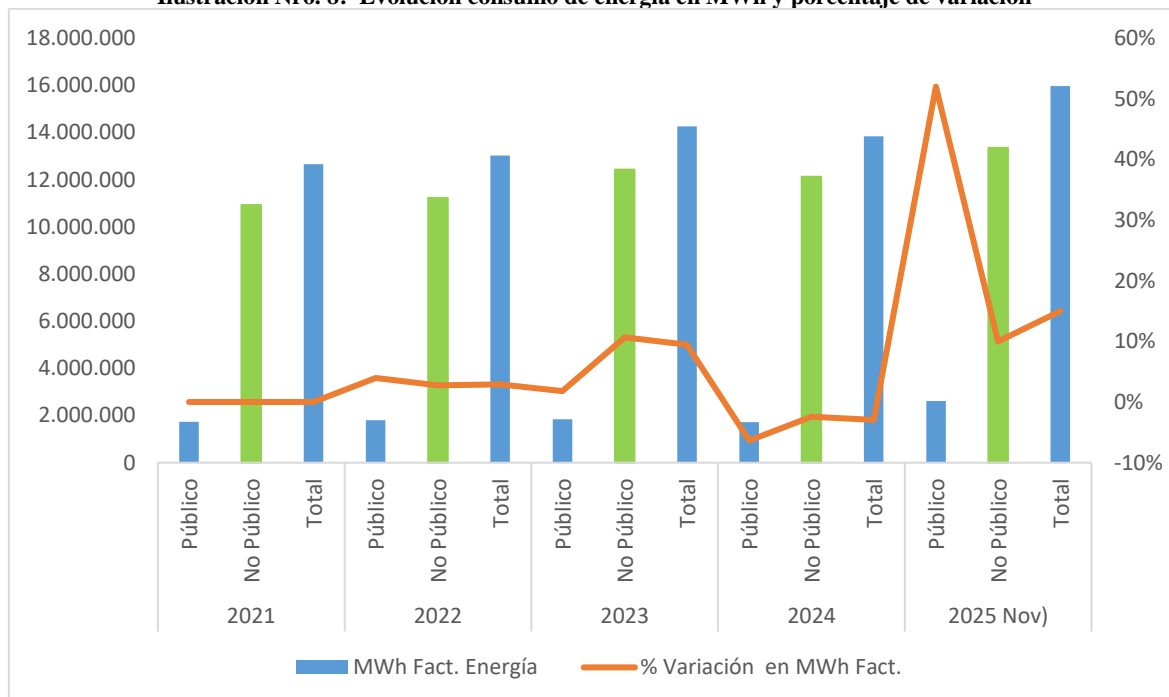
Como se puede observar en la tabla Nro. 17, entre 2021 y 2025 (nov.), la demanda energética facturada de CNEP EP muestra un comportamiento diferenciado entre el sector público y el no público, evidenciando patrones de crecimiento y contracción vinculados a condiciones operativas, económicas e hidrológicas. El segmento no público, que concentra más del 87% de la energía facturada, creció de 10,92 millones de MWh en 2021 a 12,42 millones de MWh en 2023, registrando ese año una variación notable del 10,69%, asociada a la recuperación

económica y al dinamismo comercial e industrial. Posteriormente presenta una reducción del -2,42% en 2024, pero retoma la tendencia positiva en 2025 (nov), alcanzando 13,34 millones de MWh, equivalente a un crecimiento del 10% respecto al año anterior.

Por su parte, el sector público presenta mayor volatilidad: tras crecer entre 2021 y 2022, registra incrementos marginales en 2023 (1,81%) y luego retrocesos marcados en 2024 (-6,34%), mientras que a noviembre 2025 presenta un incremento de 52% con respecto al año anterior.

En términos agregados, la energía facturada total pasa de 12,66 millones de MWh en 2021 a 15,96 millones de MWh en 2025 nov., reflejando un crecimiento acumulado del 26%, impulsado principalmente por la sólida expansión del mercado no público, que continúa siendo el principal motor de la demanda eléctrica dentro del área de servicio de CNEL EP.

**Ilustración Nro. 8: Evolución consumo de energía en MWh y porcentaje de variación**



**Fuente:** Gerencia Comercial  
 Información a Nov 2025

De acuerdo con el principio de Pareto<sup>5</sup>, al mes de noviembre de 2025, los clientes de los grupos de consumo industriales y otros, representan el 1,53% del total de los clientes; sin embargo, en cuanto a la facturación, representan el 39,26% respecto al total, es decir, aproximadamente 611,6 millones de USD, una cifra bastante significativa para la Corporación. Si a este grupo incorporamos la masa de clientes comerciales, representaría en total el 8,97% del total de clientes, y el 60,19% 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

<sup>5</sup> 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.



que permita atender nuevos clientes/sectores productivos de los diferentes segmentos de mercado.

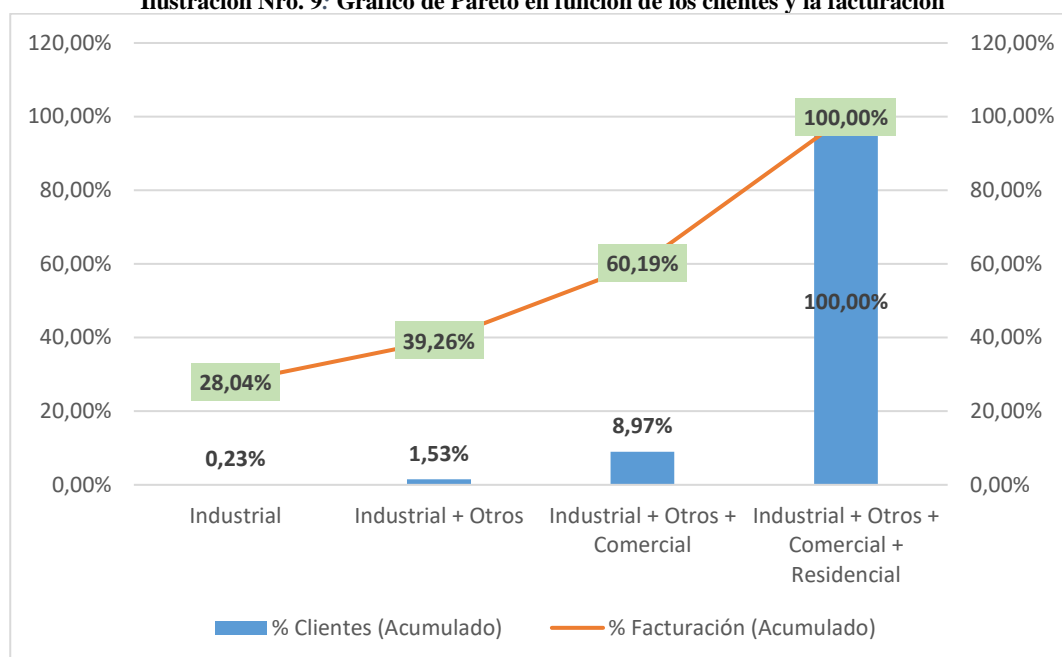
**Tabla Nro. 18: Análisis del principio de Pareto sobre la Facturación de Clientes Regulados.**

|   | Residencial    | Comercial      | Industrial     | Otros          | Total            |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------|
| Total Clientes                          | 2.533.910      | 207.022        | 6.456          | 36.169         | 2.783.536        |
| Total Energía Facturada (MWh)           | 5.451.950,08   | 2.815.816,56   | 4.236.630,29   | 2.587.931,97   | 15.964.508,23    |
| Total USD Facturados Servicio Eléctrico | 564.635.816,67 | 310.936.388,58 | 425.322.991,65 | 186.282.474,33 | 1.589.053.154,21 |

**Fuente:** Gerencia Comercial

Información a Nov 2025 de segmentación del mercado, sin alumbrado público

**Ilustración Nro. 9: Gráfico de Pareto en función de los clientes y la facturación**



**Fuente:** Gerencia Comercial

Información a Nov 2025 de segmentación del mercado, sin alumbrado público

## 2.2.1. Proyección de Clientes

A noviembre de 2025, el número total de clientes regulados alcance 2.783.557, consolidando el crecimiento observado en los últimos años, principalmente en el segmento no público, asociados a la expansión urbana y al crecimiento vegetativo de la demanda. Sobre esta base, para el año 2026 se estima un incremento del 0,88% en los clientes regulados, alcanzando 2.808.126 clientes, crecimiento que se distribuye de manera homogénea entre los sectores público y no público, así como entre los distintos grupos de consumo (residencial, comercial, industrial y otros). Este crecimiento considera no solo la incorporación de nuevos suministros, sino también la atención de requerimientos operativos asociados al reemplazo y mantenimiento de medidores en clientes existentes. En cuanto a los clientes no regulados, no se proyecta variación para 2026, manteniéndose en 90 clientes, dado que el cambio de condición de regulado a no regulado depende exclusivamente de decisiones estratégicas de los propios usuarios —generalmente vinculadas a reducción de costos, eficiencia operativa o reconfiguración de sus procesos productivos— y que, de manera histórica, este segmento

ha mostrado una variación marginal en comparación con el crecimiento sostenido del mercado regulado.

Tabla Nro. 19: Proyección de Clientes 2026

| Resumen para Análisis de Mercado           |                    | Nov 2025  | 2026**    | % Variación |
|--|--------------------|-----------|-----------|-------------|
| Segmentación por clientes                  | Regulados          | 2.783.557 | 2.808.126 | 0,88%       |
|  | No Regulados       | 90        | 90        | 0,00%       |
| Segmentación por tipo de Sector (Regulado) | Público            | 23.692    | 23901     | 0,88%       |
|  | No Público         | 2.759.865 | 2784225   | 0,88%       |
| Grupo de Consumo (Regulado)                | Residencial        | 2.533.910 | 2556275   | 0,88%       |
|  | Comercial          | 207.022   | 208849    | 0,88%       |
|  | Industrial         | 6.456     | 6513      | 0,88%       |
|  | Otros <sup>6</sup> | 36.169    | 36489     | 0,88%       |
| Nivel de Voltaje (Regulado)                | Alta               | 150       | 152       | 1,33%       |
|  | Media              | 21.11     | 21296     | 0,88%       |
|  | Baja               | 2.762.297 | 2.786.678 | 0,88%       |

Fuente: Gerencia Comercial – Dirección de Catastro y Facturación  
(\*) Proyección al mes de diciembre 2026

Desde una perspectiva técnica, si bien el crecimiento total de clientes regulados proyectado para 2026 es del 0,88%, la mayor concentración de dicho crecimiento se mantiene en el segmento de baja tensión, que pasaría de 2.762.297 clientes en 2025 a 2.786.678 en 2026, equivalente a una variación de 0,88%. Esta diferencia obedece a que una fracción del crecimiento total se distribuye en los niveles de media y alta tensión, cuyos incrementos porcentuales, aunque marginales en términos absolutos, impactan la tasa global. La predominancia del crecimiento en baja tensión refuerza la necesidad de priorizar inversiones en redes de distribución secundaria, modernización de infraestructura de medición y fortalecimiento del control comercial, como ejes clave para sostener la expansión del mercado regulado en el corto y mediano plazo.

### 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 PEC<sup>7</sup>. El número de subsidios aplicados hasta el mes de noviembre de 2025 fue de 1.233.150, que representó un promedio mensual de USD 5.169.331,46; 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 la ley del adulto mayor y ley de discapacidades que no pueden aplicarse simultáneamente.

En la actualidad, se tiene 649.108 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 2,16, siendo la Unidad de Negocio Santo Domingo la que posee la mayor cantidad de clientes con este beneficio con el 16,9%.

<sup>6</sup> 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

<sup>7</sup> 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.

Con relación a la *tarifa de 3era. Edad*, se tiene 216.016 subsidios, estos abonados, pagan el 50% del valor del kilovatio hora, que representa un beneficio promedio mensual de USD 5,11 por cliente; siendo la Unidad de Negocio Guayaquil la que más subsidiados tiene con el 32.25%.

Con base en las políticas de inclusión social, la Corporación registra hasta el momento un total de 67.357 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 15,69 por cliente. La Unidad de Negocio que más subsidios tiene en esta tarifa de discapacidad es la Unidad de Negocio Guayaquil con el 29,23%.

Existen 300.669 *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 5,34 por cliente. La Unidad de Negocio Guayaquil es la que más cuenta con este subsidio con el 28,95%.

A continuación, se detalla en la tabla Nro. 20 la proyección del número de subsidios y el porcentaje que representa en cada Unidad de Negocio para el 2026:

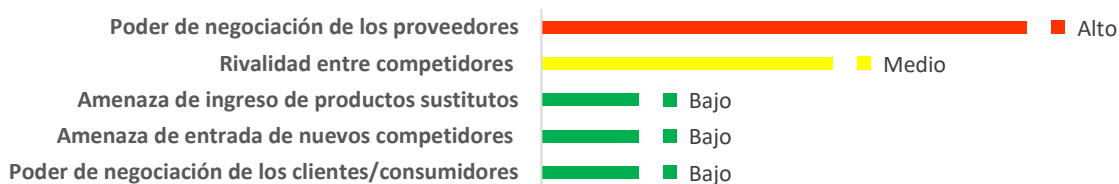
**Tabla Nro. 20: Proyección subsidios por Unidades de Negocio**

| Unidad<br>Negocio | Tarifa Dignidad |                         | Tarifa 3ra. Edad |                         | Tarifa<br>Discapacidad |                         | Tarifa PEC     |                         | Total de Subsidios |              |
|-------------------|-----------------|-------------------------|------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|----------------|-------------------------|--------------------|--------------|
|                   | #<br>Clientes   | Subsidio<br>(MM<br>USD) | #<br>Clientes    | Subsidio<br>(MM<br>USD) | #<br>Clientes          | Subsidio<br>(MM<br>USD) | #<br>Clientes  | Subsidio<br>(MM<br>USD) | #<br>Clientes      | MM<br>USD    |
| BOL               | 37.551          | 1,01                    | 6.764            | 0,28                    | 1558                   | 0,10                    | 3.218          | 0,32                    | 49.091             | <b>1,71</b>  |
| EOR               | 85.736          | 2,17                    | 18.785           | 1,18                    | 5256                   | 0,70                    | 22.573         | 1,12                    | 132.350            | <b>5,17</b>  |
| ESM               | 38.801          | 0,95                    | 10.664           | 0,64                    | 2.578                  | 0,40                    | 14.112         | 0,99                    | 66.155             | <b>2,98</b>  |
| GYE               | 100.564         | 1,32                    | 74.038           | 4,49                    | 20.537                 | 4,99                    | 77.460         | 4,31                    | 272.599            | <b>15,11</b> |
| GLR               | 54.238          | 1,06                    | 37.935           | 2,35                    | 11.553                 | 3,34                    | 51.102         | 3,34                    | 154.828            | <b>10,09</b> |
| LRS               | 52.181          | 1,43                    | 5.810            | 0,37                    | 3490                   | 0,58                    | 19.739         | 1,17                    | 81.220             | <b>3,55</b>  |
| MAN               | 94.344          | 1,18                    | 36.163           | 2,31                    | 13.959                 | 2,61                    | 32.718         | 2,32                    | 177.184            | <b>8,42</b>  |
| MLG               | 49.272          | 1,29                    | 9.231            | 0,61                    | 3550                   | 0,57                    | 21.308         | 1,47                    | 83.361             | <b>3,94</b>  |
| STE               | 23.285          | 0,52                    | 8.710            | 0,55                    | 2342                   | 0,31                    | 5.367          | 0,34                    | 39.704             | <b>1,72</b>  |
| STD               | 117.223         | 4,09                    | 14.448           | 0,87                    | 2827                   | 0,29                    | 13.499         | 0,78                    | 147.997            | <b>6,03</b>  |
| SUC               | 28.784          | 0,92                    | 5.367            | 0,28                    | 2823                   | 0,30                    | 9.470          | 0,57                    | 46.444             | <b>2,07</b>  |
| <b>TOTAL</b>      | <b>681.979</b>  | <b>15,94</b>            | <b>227.915</b>   | <b>13,93</b>            | <b>70.473</b>          | <b>14,19</b>            | <b>270.566</b> | <b>16,73</b>            | <b>1.250.933</b>   | <b>60,79</b> |

Fuente: Gerencia Comercial/Dirección de Catastro y Facturación  
Información proyectada a diciembre 2026

### 2.2.3. Análisis de las Fuerzas de Porter

**Ilustración Nro. 10: Las 5 fuerzas de Porter**



#### **2.2.3.1. Poder de negociación de los proveedores – Alto**

El poder de negociación de los proveedores se evalúa como alto, debido a la fuerte dependencia estructural de CNEL EP respecto de la disponibilidad, composición y costo de la generación de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista. La experiencia reciente del sistema eléctrico nacional ha evidenciado una elevada vulnerabilidad frente a la variabilidad hidrológica, particularmente en períodos prolongados de estiaje, que reducen la participación de generación hidráulica de bajo costo y obligan a incrementar el despacho térmico o recurrir a importaciones de energía desde países vecinos.

Estas condiciones generan presiones significativas sobre el costo de compra de energía, principal componente del gasto operativo de la empresa, y limitan la capacidad de CNEL EP para influir en dicho costo. Si bien el sector se encuentra regulado y la planificación energética es centralizada, la exposición a riesgos climáticos y a la disponibilidad del parque generador posiciona a los proveedores como un factor crítico para la sostenibilidad financiera. En este contexto, el Plan General de Negocios 2026 reconoce como prioritarias la optimización de la gestión de la demanda, la mejora de la eficiencia operativa y el control de pérdidas como mecanismos de mitigación frente a este riesgo estructural.

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

El poder de negociación de los clientes se clasifica como bajo, dado que la energía eléctrica constituye un servicio público esencial con una demanda predominantemente inelástica. Los usuarios finales, tanto del sector residencial como del comercial, industrial y público, no cuentan con capacidad efectiva para negociar precios ni condiciones contractuales, ya que las tarifas, cargos y estándares de calidad del servicio son definidos por el ente regulador competente, y CNEL EP actúa como el único proveedor del servicio de distribución dentro de su área de servicio.

No obstante, aunque el poder de negociación económico directo es limitado, se observa una creciente presión indirecta asociada a mayores exigencias de continuidad, calidad del servicio, atención al cliente y transparencia en los procesos comerciales. Estas demandas, reforzadas por el escrutinio social y regulatorio, obligan a la empresa a fortalecer su desempeño operativo y comercial.

#### **2.2.3.3. Amenaza de entrada de nuevos competidores – Bajo**

La amenaza de entrada de nuevos competidores en el mercado de distribución de energía eléctrica se considera baja, debido a las elevadas barreras legales, regulatorias y de inversión propias de un sector clasificado como estratégico por la Constitución de la República. CNEL EP opera bajo un régimen de exclusividad territorial, formalizado mediante su Título Habilitante, lo que elimina la competencia directa en la prestación del servicio de distribución.

Sin embargo, se reconoce que eventuales reformas normativas, como las asociadas a la Ley Orgánica de Competitividad Energética (LOCE) y su articulación con el Reglamento a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (RLOSPEE), podrían introducir esquemas de mayor participación privada o modelos alternativos de gestión en el largo plazo. Aunque este escenario no representa un riesgo inmediato, el PGN 2026 plantea la necesidad de fortalecer la eficiencia operativa, la sostenibilidad financiera y la calidad del servicio como elementos de preparación estratégica ante posibles cambios en el entorno regulatorio.

#### 2.2.3.4. Amenaza de ingreso de productos sustitutos – Medio

La amenaza de ingreso de productos sustitutos se evalúa como media, considerando el avance progresivo de tecnologías de autogeneración y generación distribuida, particularmente en segmentos de clientes con elevados niveles de consumo y capacidad de inversión. Estas alternativas, principalmente basadas en fuentes renovables, han comenzado a ganar participación en nichos específicos del mercado, impulsadas por incentivos tecnológicos y la búsqueda de eficiencia energética.

No obstante, la penetración de estos sustitutos aún es limitada y no sustituye de manera integral la necesidad de la red de distribución convencional, especialmente en términos de continuidad, confiabilidad y cobertura territorial. En este contexto, la amenaza se mantiene en un nivel intermedio, pero con una tendencia creciente en el mediano plazo.

#### 2.2.3.5. Rivalidad entre competidores – Bajo

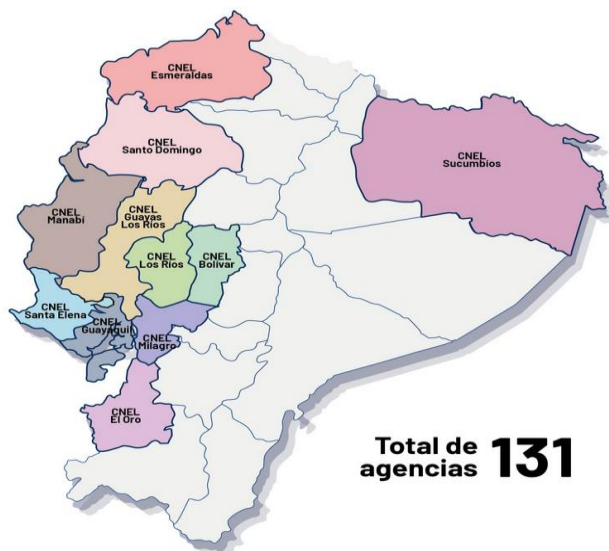
La rivalidad entre competidores existentes es baja, dado que CNEL EP opera como monopolio natural en su área de servicio, sin presencia de competidores directos en la distribución de energía eléctrica. En este escenario, no se presentan presiones competitivas asociadas a precios, participación de mercado o diferenciación de servicios, como ocurre en mercados liberalizados.

Sin embargo, la ausencia de competencia directa no elimina la presión por eficiencia y desempeño, ya que la empresa se encuentra sujeta a un marco regulatorio estricto y a elevados niveles de escrutinio institucional y social. Por ello, este plan orienta sus esfuerzos hacia el fortalecimiento de la eficiencia operativa, la reducción de pérdidas, la mejora continua de la calidad del servicio y la sostenibilidad financiera, no como respuesta a la competencia de mercado, sino como condición para el cumplimiento del rol estratégico de la empresa.

### 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. 11.

Ilustración Nro. 11: Agencias de Servicio al Cliente a Nivel Nacional



|                                |
|--------------------------------|
| 22 Agencias en Manabí          |
| 18 Agencias en El Oro          |
| 15 Agencias en Guayas Los Ríos |
| 14 Agencias en Sucumbíos       |
| 12 Agencias en Bolívar         |
| 11 Agencias en Esmeraldas      |
| 11 Agencias en Sto. Domingo    |
| 8 Agencias en Milagro          |
| 7 Agencias en Los Ríos         |
| 7 Agencias en Guayaquil        |
| 6 Agencias en Santa Elena      |



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 agencias<sup>8</sup>, mientras que al 2025 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](http://www.cnelep.gob.ec)
- ChatBot 0999079212
- Aplicación móvil CNEL APP
- Centro de contacto 1800 263537
- Cita virtual
- Servicios en línea para solicitudes online y consulta de facturas
- Correo [centrodecontacto@cnel.gob.ec](mailto: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. 12: Objetivos del Plan Comercial



<sup>8</sup> De acuerdo a la Memoria de Sostenibilidad 2020 - 2021

### 3.2. Acciones Estratégicas a Implementar en el 2026

Tabla Nro. 21: Acciones Estratégicas del Plan Comercial 2026

| Acción Estratégica  | Beneficio  | Monto requerido (USD) |
|---|--|-----------------------|
| <b>Asegurar la Calidad de la Facturación:</b>   |  |                       |
| 1.- Ejecutar el servicio integral de toma de lecturas e impresión y entrega de facturas   | Asegura cobertura total y oportuna del proceso de lectura y entrega de facturas; reduce facturación estimada y reprocesos.   | 6.283.244,96          |
| 2.- Implementar lectofacturación, telemetría y toma de lecturas en línea  | Incrementa eficiencia operativa, reduce tiempos de ciclo y errores manuales; habilita facturación oportuna y confiable.  | 1.117.388,33          |
| 3.- Fortalecer el control, supervisión y fiscalización de procesos de lectura   | Disminuye inconsistencias operativas, fraudes y omisiones en la lectura; fortalece el control interno.   | 615.370,10            |
| 4.- Actualizar rutas de lectura y georreferenciación del catastro comercial   | Reduce errores de facturación y reclamos; mejora la exactitud del consumo facturado y la satisfacción del cliente.   | 494.639,99            |
| La ejecución de estas acciones permitiría obtener los siguientes beneficios estimados: una reducción del 3% en errores de lectura y facturación, una disminución aproximada del 5% en reclamos comerciales asociados a consumo y emisión de planillas, y una mejora del 2% en la eficiencia del ciclo de facturación-recaudación, derivada de lecturas más oportunas, mayor cobertura de lectofacturación y mejor control y monitoreo de las actividades de campo. Estos resultados contribuirían directamente al fortalecimiento de la confianza del cliente y a la estabilidad de los ingresos comerciales de la empresa. |  |                       |
| <b>Subtotal</b>   |  | <b>8.510.643,38</b>   |
| <b>Maximizar la Recaudación</b>   |  |                       |
| 5.- Ejecutar servicios integrales de corte y reconexión del suministro eléctrico  | Incentiva el pago oportuno, reduce la morosidad y mejora la liquidez operativa mediante la suspensión y reposición efectiva del servicio a clientes en incumplimiento. | 13.500.000,00         |
| 6.- Ejecutar servicios de recuperación de cartera y cobranza persuasiva   | Mejora la recuperación de cartera vencida y reduce la incobrabilidad mediante información crediticia, segmentación de clientes y gestión especializada.                | 1.766.549,79          |
| 7.- Implementar servicios de notificación previa a la suspensión del servicio   | Reduce conflictos comerciales, incrementa la efectividad de los cortes y mejora la tasa de recuperación de cartera mediante avisos oportunos y formales.               | 1.650.000,00          |
| 8.- Fortalecer la supervisión y verificación de los procesos de corte y reconexión  | Disminuye reprocesos, errores operativos y riesgos de fraude; fortalece el control interno y la trazabilidad de las intervenciones de campo.                           | 960.000,00            |



| Acción Estratégica  | Beneficio  | Monto requerido<br>(USD) |
|---|--|--------------------------|
| La ejecución de estas acciones permitiría obtener los siguientes beneficios estimados: una mejora del 2% al 3% en la efectividad de la recaudación corriente de los clientes intervenidos, una reducción aproximada del 4% en la morosidad de corto plazo, y una optimización del 3% en el ciclo operativo de corte-reconexión-recaudación, derivada de notificaciones oportunas, mayor control operativo y fortalecimiento de la supervisión en campo. Estos resultados contribuirían directamente a la mejora del flujo de caja mensual, al ordenamiento del comportamiento de pago de los clientes activos y a la estabilidad de los ingresos comerciales, sin duplicar los beneficios asociados a la recuperación de cartera vencida. |  |                          |
| <b>Subtotal</b>   | <b>17.876.549,79</b>   |                          |
| <b>Optimizar la operatividad comercial:</b>   |  |                          |
| <b>9.- Ejecutar servicios técnicos integrales de instalación, normalización y mantenimiento de acometidas y sistemas de medición (incluye atención de nuevos servicios, cambios/retiros de medidores y normalizaciones en territorio).</b>  | Asegura capacidad de atención en campo (nuevos servicios, cambios/retiros y normalizaciones); reduce cuellos de botella y mejora la continuidad del ciclo comercial.                       | \$16.266.134,60          |
| <b>10.- Adquirir materiales e insumos comerciales para operación y mantenimiento de sistemas de medición y acometidas (medidores AMI y electrónicos, bases socket, cajas/centros de distribución, conductores, cables antihurto, breakers/disyuntores, conectores, sellos, baterías, tapas de seguridad, entre otros).</b>  | Garantiza disponibilidad de insumos críticos para medición y acometidas (medidores, bases, cables, protecciones); disminuye paradas por falta de stock y mejora la calidad de instalación. | \$8.843.678,53           |
| <b>11.- Ejecutar inspecciones comerciales y atención de solicitudes/reclamos en campo (incluye inspecciones previas, revisiones y regularizaciones de sistemas de medición y conexiones).</b>   | Incrementa control y calidad de inspecciones; reduce inconsistencias en medición/conexiones y mejora la resolución oportuna de reclamos.   | \$3.278.010,75           |
| <b>12.- Implementar/operar servicios de telemetría y medición avanzada para clientes especiales (plataformas y transmisión de datos).</b>   | Aumenta visibilidad y control remoto en clientes especiales; mejora monitoreo, alertas y oportunidad de gestión técnica-comercial.   | \$156.000,00             |
| <b>13.- Arrendamiento de maquinaria especializada para mantenimiento de mediciones en media tensión (grúa/alquiler operativo).</b>  | Habilitante operativo para intervenciones seguras y oportunas en medición en media tensión; reduce tiempos muertos y riesgos.  | \$55.000,00              |
| La ejecución integral de estas acciones permitiría obtener los siguientes beneficios estimados: i) reducción del tiempo promedio de atención de solicitudes comerciales e inspecciones, por mayor capacidad operativa y estandarización de normalizaciones; ii) disminución del 2% en reprocesos y visitas repetidas asociadas a medición/instalación (calidad de trabajos e insumos adecuados); y iii) mejora del 2% en el cumplimiento de niveles de servicio y continuidad del ciclo comercial, apoyada en telemetría para clientes especiales y disponibilidad de materiales críticos.  |  |                          |
| <b>Subtotal</b>   | <b>\$28.598.823,88</b>   |                          |
| <b>Reducir las pérdidas de energía:</b>   |  |                          |



| Acción Estratégica  | Beneficio  | Monto requerido (USD)  |
|---|--|------------------------|
| <b>14.- Fortalecer la supervisión, control y fiscalización de actividades en territorio para reducción de pérdidas</b>  | Disminuye omisiones, reprocesos y riesgos de fraude en campo; mejora el cumplimiento de rutas y la calidad de las intervenciones, aumentando la efectividad de la gestión de pérdidas.               | \$4.505.301,11         |
| <b>15.- Ejecutar acciones operativas complementarias para recuperación de energía (brigadas y soporte técnico especializado)</b>  | Acelera la atención de hallazgos y reclamos relacionados con irregularidades; mejora la tasa de recuperación de energía mediante intervenciones focalizadas y cierre oportuno de brechas operativas. | \$4.036.559,84         |
| <b>16.- Ejecutar inspecciones, normalizaciones y regularización de conexiones y sistemas de medición</b>  | Reduce conexiones no autorizadas y errores de medición; incrementa la recuperación de energía y mejora la equidad tarifaria al asegurar que el consumo real sea medido y facturado.                  | \$2.703.021,30         |
| <b>17.- Implementar telemetría y medición avanzada (AMI/medición en línea) para monitoreo remoto</b>  | Incrementa la visibilidad del consumo y la detección temprana de anomalías; mejora la oportunidad de intervención y reduce la energía no registrada mediante monitoreo remoto y analítica operativa. | \$2.345.326,30         |
| <b>18.- Adquirir medidores, equipos y materiales anti-fraude para reposición y control (medición y acometidas)</b>  | Habilita reposición oportuna y robustez anti-manipulación; reduce vulnerabilidades físicas de la medición y soporta intervenciones masivas para disminuir pérdidas no técnicas.                      | \$2.163.360,40         |
| La ejecución de las acciones estratégicas orientadas a la reducción de pérdidas de energía permitiría, una disminución progresiva de las pérdidas no técnicas del orden de 0,2 a 0,3 puntos porcentuales anuales. |  |                        |
| <b>Subtotal</b>   |  | <b>\$15.753.568,96</b> |
| <b>Recuperar la cartera vencida:</b>  |  |                        |
| <b>19.- Ejecutar gestión previa a coactiva (inspecciones, notificaciones y entrega de títulos de crédito)</b>   | Reduce tiempos de preparación de expedientes y habilita acciones coactivas oportunas mediante levantamiento de inspecciones, notificaciones y entrega de títulos de crédito.                         | \$2.051.816,98         |
| <b>20.- Ejecutar gestión integral de recuperación (inspecciones, notificaciones, suspensión definitiva y retiro de medición)</b>  | Eleva la tasa de recuperación de cartera vencida mediante acciones en campo (inspección/notificación), suspensión definitiva y retiro de equipos cuando corresponda.                                 | \$450.288,79           |
| <b>21.- Implementar notificación previa a la suspensión y gestión de contacto para mejora de pago</b>   | Mejora la efectividad de la gestión de cobro preventiva, disminuye disputas y aumenta el porcentaje de regularización antes de medidas coercitivas.  | \$320.160,00           |
| <b>22.- Implementar cobranza persuasiva y soporte de gestión de cartera (analítica/seguimiento)</b>   | Incrementa la recuperación de cartera con gestión especializada, priorización de casos y seguimiento; reduce incobrabilidad y mejora la liquidez.  | \$169.166,67           |



| Acción Estratégica  | Beneficio   | Monto requerido (USD) |
|---|---|-----------------------|
| <b>23.- Fortalecer la supervisión y control de la gestión de cartera (campo y calidad de ejecución)</b>   | Disminuye reprocesos y errores operativos; asegura cumplimiento de procedimientos y eleva la calidad/efectividad de la gestión en territorio.   | \$54.945,61           |
| <b>24.- Ejecutar notificación precoactiva/coactiva multicanal (medios de comunicación)</b>  | Incrementa el contacto efectivo con clientes morosos y acelera acuerdos de pago; reduce rezagos y costos de gestión por visitas presenciales.   | \$41.227,60           |
| Con la ejecución integral de las acciones orientadas a la recuperación de la cartera vencida, se estima una reducción del 5% del saldo de cartera vencida intervenida, como resultado del fortalecimiento de los procesos de notificación precoactiva y coactiva, la ejecución oportuna de inspecciones, suspensiones definitivas y el retiro de equipos de medición  |   |                       |
| <b>Subtotal</b>   |   | <b>\$3.087.605,65</b> |
| <b>Mejorar la Experiencia del Cliente y los Canales de Atención:</b>  |   |                       |
| <b>25.- Sostener plataformas tecnológicas clave de atención y medición comercial (soporte y renovación)</b>   | Asegura continuidad operativa de sistemas críticos (Unity Suite, Openway, Netsense), reduciendo indisponibilidades y tiempos de atención; soporta trazabilidad, estabilidad transaccional y calidad de información. | \$562.500,00          |
| <b>26.- Fortalecer la socialización y difusión segmentada de servicios y mensajes comerciales (agencias móviles y campañas territoriales)</b>   | Mejora la comprensión del servicio, reduce fricciones y reclamos por desinformación; incrementa la adopción de canales y trámites comerciales mediante comunicación segmentada en territorio.                       | \$182.229,32          |
| <b>27.- Medir la satisfacción del cliente mediante encuestas y análisis especializado</b>   | Permite monitorear la experiencia del cliente, identificar brechas de atención y priorizar mejoras; habilita gestión por indicadores y cumplimiento de compromisos de calidad percibida.                            | \$100.000,00          |
| La ejecución de estas acciones permitiría obtener los siguientes beneficios estimados: i) un incremento del 3% en los niveles de satisfacción del cliente, medido a través de encuestas y retroalimentación estructurada; ii) una reducción aproximada del 3% en reclamos comerciales asociados a información, trámites y canales de atención, derivada de una mayor socialización y claridad en la comunicación. |   |                       |
| <b>Subtotal</b>   |   | <b>\$844.729,32</b>   |
| <b>Mejorar la Experiencia del Cliente y los Canales de Atención:</b>  |   |                       |
| <b>28.- Implementar acciones de promoción y difusión de productos y servicios institucionales mediante material publicitario corporativo – UN Milagro</b>   | Consolida la identidad corporativa, apoya la comunicación de servicios comerciales y contribuye a una imagen empresarial coherente y profesional frente a clientes y actores locales.                               | \$40.000,00           |





| Acción Estratégica   | Beneficio  | Monto requerido (USD) |
|--|--|-----------------------|
| <b>29.- Ejecutar campañas de promoción institucional mediante material publicitario, souvenirs e insumos corporativos en eventos, planes y programas de CNEL EP – UN Bolívar</b>   | Refuerza la visibilidad institucional, mejora el reconocimiento de marca y fortalece la percepción de cercanía y confianza de la empresa con la ciudadanía en espacios territoriales y comunitarios. | \$34.871,50           |
| La ejecución de estas acciones permitiría obtener una mejora aproximada del 2% en la percepción positiva de la imagen empresarial medida a través de encuestas de satisfacción y participación ciudadana, y un mayor alcance de los mensajes institucionales en eventos y campañas, fortaleciendo la confianza del cliente y el posicionamiento de CNEL EP como empresa pública cercana, transparente y orientada al servicio. |  |                       |
| <b>Subtotal</b>  | <b>\$74.871,50</b>   |                       |
| <b>Total en USD de acciones estratégicas</b>   | <b>74.746.792,48</b>   |                       |

Fuente: Gerencia Comercial

### 3.3. Indicadores y Metas del Plan Comercial 2026

Tabla Nro. 22: Indicadores y metas - Plan Comercial 2026

| Objetivo Estratégico   | Objetivo Operativo   | Indicador   | Fórmula   | Unidad | Línea base Nov 2025 | Meta 2026 |
|--|--|---|---|--------|---------------------|-----------|
| OE1.- Incrementar la satisfacción del cliente, la confianza y la imagen empresarial. | Mejorar la Experiencia del Cliente y los Canales de Atención | 1. Porcentaje de Atención de Nuevos Suministros (ANS) | $\frac{\text{No. Nuevos suministros atendidos dentro del plazo máx. Reg.}}{\text{No. Total de solicitudes de nuevos suministros durante el mes}} \times 100$                  | %      | 91,51%              | 95,00%    |
|  |  | 2. Porcentaje de Conexión a Nuevos Suministros (CNS)  | $\frac{\text{No. Nuevos suministros conectados en BV dentro de los plazos máx. Reg.}}{\text{No. Total de solicitudes de nuevos suministros en BV durante el mes}} \times 100$ | %      | 94,06%              | 95,00%    |
|  |  | 3. Porcentaje de resolución de reclamos (PRR)         | $\frac{\text{Nro. de casos de reclamos y quejas resueltas}}{\text{Nro. total de reclamos o quejas recibidas}} \times 100$   | %      | 97,43%              | 98,00%    |

| Objetivo Estratégico   | Objetivo Operativo                    | Indicador  | Fórmula  | Unidad       | Línea base Nov 2025 | Meta 2026            |
|--|---------------------------------------|--|--|--------------|---------------------|----------------------|
|  |                                       | 4. Índice de Satisfacción del servicio público de energía eléctrica (ISSPEE) | $\frac{\text{ISEER}^9 + \text{ISEECI}^{10}}{2} \times 100$   | %            | 29,87%              | 75,00%               |
|  | Asegurar la Calidad de la Facturación | 5. Porcentaje de Errores en Facturación (PEF)                                | $\frac{\text{No. De facturas ajustadas durante el mes de evaluación debido a errores en la toma de lecturas o en el proceso de facturación}}{\text{No. Total de facturas emitidas durante el mes de evaluación}} \times 100$ | %            | 0,09%               | 0,40%                |
| OE3.- Incrementar los ingresos y el desempeño comercial de la empresa. | Recuperar la Cartera Vencida          | 6. Porcentaje de variación de cartera vencida (%)                            | $\frac{\text{Cartera vencida diciembre año (n)} - \text{cartera vencida diciembre año (n-1)}}{\text{Cartera vencida a diciembre año (n-1)}} \times 100$  | %            | 2,95% <sup>11</sup> | -5,00%               |
|  |                                       |  |  | Millones USD | 553,41              | 27,67                |
|  |                                       | 7. Porcentaje de recuperación por gestión coactiva                           | $\frac{\text{Monto recuperado en coactiva}}{\text{Cartera en coactiva}} \times 100$  | %            | 1,09%               | 1,35%                |
|  | Maximizar la Recaudación              | 8. Índice de Recaudación   | $\frac{(\text{Recaudación servicio eléctrico} + \text{recaudación subsidio cruzado solidario})}{(\text{Facturación servicio eléctrico} - \text{subsidiros} - \text{compensaciones})} \times 100$                             | %            | 95,34%              | 98,00%               |
|  | Reducir las pérdidas de energía       | 9. Pérdidas Totales de Energía   | $\frac{(\text{Energía disponible} - \text{energía facturada})}{\text{Energía disponible}} \times 100$  | %            | 20,19%              | 19,99% <sup>12</sup> |

<sup>9</sup> Índice de satisfacción por servicio de energía eléctrica consumidores residenciales

<sup>10</sup> Índice de satisfacción por servicio de energía eléctrica consumidores comerciales e industriales

<sup>11</sup> Cartera vencida a diciembre 2025: USD 553.413.395,87 (excluyendo los valores de 1 a 30 días y el rubro correspondiente a terceros conforme Oficio Nro. MAE-SDCEE-2025-1075-OF)

<sup>12</sup> Las metas de reducción de pérdidas totales de energía definidas por CNEL EP no consideran directamente las proyecciones del estudio de costos, en virtud de que dichos estudios constituyen insumos técnicos de carácter regulatorio cuya aplicación y validación corresponden al Ente Regulador. En este sentido, las metas se establecen sobre la base de capacidades operativas reales, condiciones técnicas del sistema, y el horizonte de ejecución de los proyectos de reducción de pérdidas, asegurando su viabilidad y sostenibilidad en el período de planificación.

| Objetivo Estratégico | Objetivo Operativo | Indicador   | Fórmula   | Unidad | Línea base Nov 2025 | Meta 2026 |
|----------------------|--------------------|---|---|--------|---------------------|-----------|
|                      |                    | 10. Porcentaje de clientes con medición inteligente | $\frac{\text{Clientes con medición inteligente}}{\text{Total clientes}} \times 100$ | %      | 7,21%               | 8,22%     |

Fuente: Gerencia Comercial

(\*) Línea base con resultados al mes de Noviembre 25

Es importante recalcar que la meta para el año 2026 del indicador de pérdidas de energía corresponde a la considerada en el estudio de costos 2026 aprobado por la ARCONEL.

### 3.4. Presupuesto del Plan Comercial

El Plan Comercial se sustenta en un presupuesto total de USD 74,75 millones, orientado principalmente a fortalecer los procesos críticos de gestión comercial, control de pérdidas y sostenibilidad financiera. La mayor concentración de recursos se focaliza en Corte y Reconexión (USD 19,28 millones), Mantenimiento de Acometidas y Medidores (USD 16,27 millones) e Inspecciones (USD 13,38 millones), que en conjunto representan aproximadamente el 65% del presupuesto total, evidenciando una estrategia prioritaria de control, regularización del servicio y reducción de pérdidas no técnicas. Complementariamente, partidas como Materiales Eléctricos (USD 12,80 millones) y Toma de Lectura (USD 6,90 millones) respaldan la continuidad operativa del proceso de facturación y cobranza, mientras que recursos destinados a Recuperación de Cartera, Telemetría y Lectofacturación refuerzan la automatización, el control comercial y la mejora en la eficiencia de ingresos. Finalmente, las asignaciones menores asociadas a promoción, asesorías especializadas, actualización de geocódigos y medición de la calidad del servicio cumplen un rol de soporte estratégico, alineado con la modernización de la gestión comercial y la mejora continua del servicio, en coherencia con los lineamientos del Plan Estratégico Empresarial 2025–2029.

El presupuesto distribuido por partida se detalla de la siguiente manera:

Tabla Nro. 23: Presupuesto – Plan Comercial 2026

| Partida Presupuestaria  | Presupuesto asignado (USD) |
|---|----------------------------|
| Corte y Reconexión 521040101  | 19.280.843,16              |
| Mantenimiento de Acometidas y medidores 521020112                   | 16.267.134,60              |
| Inspecciones 521041313  | 13.383.750,71              |
| Materiales Eléctricos - COM 521030106                               | 12.796.382,93              |
| Toma de lectura 521040303   | 6.898.277,04               |
| Recuperación de cartera 521040909                                   | 2.183.251,08               |
| Telemetría 521040707  | 2.129.482,30               |
| Lectofacturación 521041212  | 697.726,35                 |
| Honorarios, comisiones y dietas por servicios ocasionales 521020909 | 348.934,40                 |
| Actualización de geocódigos 521040505                               | 314.639,99                 |
| Promoción y Publicidad 521020303                                    | 141.932,70                 |

| Partida Presupuestaria                                      | Presupuesto asignado (USD) |
|---|----------------------------|
| Asesorías Especializadas 521021007                          | 136.222,22                 |
| Medición y evaluación de servicios de electricidad 52104110 | 100.000,00                 |
| Arrendamiento de Maquinaria 521020204                       | 55.000,00                  |
| Mantenimiento de Equipos eléctrico y manual 521020111       | 13.215,00                  |
| <b>Total general (USD)</b>                                  | <b>74.746.792,49</b>       |

Fuente: Gerencia Comercial

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.

Tabla Nro. 24: Proyección de Devengo por partidas del área Comercial (Proyección 2026)

| ÁREA – PARTIDA PRESUPUESTARIA   | PRESUPUESTADO USD    | PROYECCIÓN DEVENGO USD | % DEVENGO  |
|---|----------------------|------------------------|------------|
| <b>CONTROL DE ENERGÍA</b>   | <b>15.753.568,96</b> | <b>14.178.212,06</b>   | <b>90%</b> |
| OPE - Inspecciones 521041313  | 10.099.232,86        | 9.089.309,57           | 90%        |
| OPE - Materiales Eléctricos - COM 521030106                               | 3.952.704,40         | 3.557.433,96           | 90%        |
| OPE - Telemetría 521040707  | 1.350.982,30         | 1.215.884,07           | 90%        |
| OPE - Honorarios, comisiones y dietas por servicios ocasionales 521020909 | 268.934,40           | 242.040,96             | 90%        |
| OPE - Asesorías Especializadas 521021007                                  | 67.500,00            | 60.750,00              | 90%        |
| OPE - Mantenimiento de Equipos eléctrico y manual 521020111               | 13.215,00            | 11.893,50              | 90%        |
| OPE - Mantenimiento de Acometidas y medidores 521020112                   | 1.000,00             | 900,00                 | 90%        |
| <b>FACTURACIÓN Y CATASTRO</b>   | <b>8.510.643,39</b>  | <b>7.659.579,05</b>    | <b>90%</b> |
| OPE - Toma de lectura 521040303   | 6.898.277,04         | 6.208.449,34           | 90%        |
| OPE - Lectofacturación 521041212  | 697.726,35           | 627.953,72             | 90%        |
| OPE - Corte y Reconexión 521040101  | 540.000,00           | 486.000,00             | 90%        |
| OPE - Actualización de geocódigos 521040505                               | 314.639,99           | 283.175,99             | 90%        |
| OPE - Telemetría 521040707  | 60.000,00            | 54.000,00              | 90%        |
| <b>RECAUDACIÓN Y CARTERA</b>  | <b>20.964.155,44</b> | <b>18.867.739,90</b>   | <b>90%</b> |
| OPE - Corte y Reconexión 521040101  | 18.740.843,16        | 16.866.758,84          | 90%        |
| OPE - Recuperación de cartera 521040909                                   | 2.183.251,08         | 1.964.925,97           | 90%        |
| OPE - Promoción y Publicidad 521020303                                    | 40.061,20            | 36.055,08              | 90%        |
| <b>SERVICIO AL CLIENTE</b>  | <b>29.518.424,70</b> | <b>26.566.582,23</b>   | <b>90%</b> |
| OPE - Mantenimiento de Acometidas y medidores 521020112                   | 16.266.134,60        | 14.639.521,14          | 90%        |
| OPE - Materiales Eléctricos - COM 521030106                               | 8.843.678,53         | 7.959.310,68           | 90%        |
| OPE - Inspecciones 521041313  | 3.284.517,85         | 2.956.066,07           | 90%        |
| OPE - Telemetría 521040707  | 718.500,00           | 646.650,00             | 90%        |
| OPE - Promoción y Publicidad 521020303                                    | 101.871,50           | 91.684,35              | 90%        |
| OPE - Medición y evaluación de servicios de electricidad 521041010        | 100.000,00           | 90.000,00              | 90%        |
| OPE - Honorarios, comisiones y dietas por servicios ocasionales 521020909 | 80.000,00            | 72.000,00              | 90%        |
| OPE - Asesorías Especializadas 521021007                                  | 68.722,22            | 61.850,00              | 90%        |

| ÁREA – PARTIDA PRESUPUESTARIA                  | PRESUPUESTADO<br>USD | PROYECCIÓN<br>DEVENGO USD | %<br>DEVENGO |
|--|----------------------|---------------------------|--------------|
| OPE - Arrendamiento de Maquinaria<br>521020204 | 55.000,00            | 49.500,00                 | 90%          |
| <b>Total general</b>                           | <b>74.746.792,49</b> | <b>67.272.113,24</b>      | <b>90%</b>   |

Fuente: Gerencia Comercial

### 3.5. Proyecciones 2026

A continuación, las principales proyecciones previstas para el 2026:

Tabla Nro. 25: Proyecciones 2025 - 2026 en GWh y en USD (en millones de dólares)

| Proyección  | 2025*      | 2026**     | Variación |
|---|------------|------------|-----------|
| <b>Clientes</b>   | 2.783.557  | 2.808.126  | 0,88%     |
| <b>Energía Disponible GWh</b>   | 21.763     | 23.108     | 6,18%     |
| <b>Facturación de Energía GWh</b>   | 15.964,50  | 17.297,95  | 8,35%     |
| <b>Facturación de Energía Millones de USD</b><br>(Clientes Regulados + alumbrado público) | \$1.589,05 | \$1.830,34 | 15,18%    |
| <b>Facturación de Clientes No Regulados GWh</b>   | 1.175,71   | 1.190,14   | 1,23%     |
| <b>Facturación de Clientes No Regulados</b><br><b>Millones de USD</b>                     | \$6,57     | \$6,57     | 0,00%     |
| <b>Recaudación Millones de USD (Clientes Regulados</b><br><b>+ alumbrado público)</b>     | \$1.380,04 | \$1.789,44 | 29,67%    |
| <b>Compra de energía en GWh</b>   | 20.891     | 21.917     | 4,91%     |
| <b>Compra de energía en Millones de USD</b>   | \$1.069,67 | \$1.515,24 | 41,65%    |
| <b>Precio Medio de Venta USD</b>  | \$0,0995   | \$0,1058   | \$0,01    |
| <b>Costo Medio de Compra USD</b>  | \$0,0512   | \$0,0691   | \$0,02    |

Fuente: Gerencia Comercial/Gerencia de Planificación

(\*)Proyección a diciembre 2025

(\*\*) Proyección a diciembre 2026

## 4. PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

### 4.1. Objetivos del Plan de Operación y Mantenimiento

Ilustración Nro. 13: Objetivos del Plan de Operación y Mantenimiento



### 4.2. Acciones Estratégicas a Implementar en el 2026

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

| Acción Estratégica                           | Beneficio | Monto requerido (USD) |
|--|-----------|-----------------------|
| Ejecutar el mantenimiento integral de la red |           |                       |



| Acción Estratégica   | Beneficio  | Monto requerido (USD)  |
|--|--|------------------------|
| <b>1. Adquisición de materiales para mantenimientos:</b> Transformadores, conductores, postes, herrajes, fusibles y demás necesarios para ejecutar labores de mantenimiento  | Reduce fallas recurrentes, pérdidas técnicas y tiempos de reposición. Evita costos mayores por interrupciones no programadas y reclamos. Alto retorno indirecto vía continuidad del servicio.  | <b>\$16,281,959.57</b> |
| <b>2. Mantenimiento de redes aéreas y subterráneas</b>   | Disminuye interrupciones, daños por eventos climáticos y riesgos de seguridad. Reduce costos correctivos y penalidades regulatorias.   | <b>\$5,737,238.02</b>  |
| <b>3. Desbroce y estacamiento de líneas</b>  | Prevención de fallas por vegetación. Alto beneficio costo/efecto al evitar apagones masivos y reposiciones emergentes.   | <b>\$5,738,849.25</b>  |
| <b>4. Mantenimiento de subestaciones</b>   | Protege activos críticos de alto valor. Evita fallas sistémicas de alto impacto económico y reputacional.  | <b>\$2,066,779.55</b>  |
| <b>5. Arrendamiento y transporte operativo</b>   | Habilitante de la ejecución. Sin este gasto, el resto del presupuesto no se materializa.   | <b>\$791,704.41</b>    |
| <b>6. Mantenimiento de transformadores</b>   | Extiende vida útil de activos y reduce pérdidas técnicas. Bajo costo relativo con alto beneficio preventivo.   | <b>\$276,982.73</b>    |
| Con la ejecución integral de las actividades de mantenimiento establecidas en el POA, Planes de Mantenimiento, y este instrumento de planificación se estiman los siguientes beneficios: i) Reducción del 5% de interrupciones no programadas. ii) Reducción estimada de 0,10 puntos porcentuales en pérdidas técnicas. iii) Extensión promedio de 1 año en activos críticos (redes, transformadores). |  |                        |
| <b>Subtotal</b>  |  | <b>\$30,893,513.53</b> |
| <b>Garantizar la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico</b>  |  |                        |
| <b>7. Gestión de Información Técnica, Telecomunicaciones y Plataformas Tecnológicas para la Confiabilidad del Sistema Eléctrico</b>  | Constituyen servicios habilitantes para la confiabilidad, calidad y seguridad de la operación del sistema de distribución. Estas acciones permiten disponer de información actualizada y confiable para la toma de decisiones operativas, la atención oportuna de fallas y la planificación eficiente del mantenimiento, contribuyendo de manera directa al cumplimiento de los indicadores de calidad del producto eléctrico. Impacto directo en FMIK/TTIK, continuidad del servicio y reducción de reclamos. | <b>\$3,886,478.54</b>  |

| Acción Estratégica  | Beneficio   | Monto requerido (USD) |
|---|---|-----------------------|
| <b>8. Medición y evaluación de servicios de electricidad</b>  | Permite control de calidad, cumplimiento regulatorio y toma de decisiones basada en datos.                                  | <b>\$1,496,722.47</b> |
| <b>9. Mantenimiento de equipos eléctricos y comunicaciones</b>  | Sostiene sistemas críticos (SCADA, comunicaciones). Alto impacto en resiliencia operativa.                                  | <b>\$1,093,356.64</b> |
| <b>10. Asesorías y estudios técnicos</b>  | Soporte especializado para decisiones estratégicas y mitigación de riesgos técnicos.  | <b>\$977,237.15</b>   |
| <b>11. Operación del sistema de distribución</b>  | Asegura estabilidad operativa y respuesta ante eventos no programados.  | <b>\$698,837.56</b>   |
| <b>12. Materiales y repuestos de equipos eléctricos</b>   | Garantizar el stock de insumos para evitar fallas sistémicas, sanciones regulatorias y deterioro de la calidad del servicio | <b>\$241,390.73</b>   |
| Con la ejecución integral de las actividades de operación establecidas en el POA, PAI y este instrumento de planificación se estiman los siguientes beneficios: i) Reducción de 3% en eventos críticos. ii) Reducción promedio de 3% en el tiempo de atención por evento. iii) Incremento estimado en la facturación del 0,10%.               |   |                       |
| <b>Subtotal</b>   |   | <b>\$8,394,023.09</b> |
| <b>Operar y mantener el alumbrado público</b>   |   |                       |
| <b>13. Materiales eléctricos</b>  | Garantizar reposición oportuna de luminarias. Reducir reclamos ciudadanos y pedidos extraordinarios de los GAD.             | <b>\$5,779,227.90</b> |
| <b>14. Mantenimiento de alumbrado público</b>   | Mantener niveles de iluminación adecuados, mejorar percepción de seguridad y calidad del servicio.                          | <b>\$4,893,296.66</b> |
| <b>15. Asesorías especializadas y arrendamiento de maquinarias</b>  | Brindar soporte técnico puntual para optimización de intervenciones.  | <b>\$138,901.50</b>   |
| Con la ejecución integral de las actividades de operación y mantenimiento del alumbrado público, del POA, PAI y este instrumento de planificación se estiman los siguientes beneficios: i) Reducción estimada del 5% de mantenimientos correctivos. ii) Mejora de la seguridad ciudadana. iii) Reducción de percepción negativa del servicio. |   |                       |

| Acción Estratégica | Beneficio | Monto requerido (USD) |
|--------------------|-----------|-----------------------|
| Subtotal           |           | \$10,811,426.06       |
| Total              |           | \$50,098,962.68       |

Fuente: Gerencia de Distribución

### 4.3. Indicadores y Metas del Plan de Operación y Mantenimiento 2026

Tabla Nro. 27: Cuadro de metas de Operación y Mantenimiento 2026

| Objetivo Estratégico   | Objetivo Operativo  | Indicador   | Fórmula  | Unidad              | Línea Base Nov 25 | Meta 2026 |
|--|---|---|--|---------------------|-------------------|-----------|
| OE2.- Modernizar y expandir la infraestructura eléctrica y de alumbrado público, asegurando la continuidad y calidad del servicio. | 1. Ejecutar el mantenimiento integral de la red                 | 1. Cumplimiento del Plan de Mantenimiento de Distribución (SPEE)  | Total de actividades ejecutadas<br>----- x 100<br>Total de actividades planificadas  | %                   | 76,00%            | 100%      |
|  | 2. Garantizar la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico | 2. FMIK – Frecuencia media de interrupción (Regulación 009/2024)  | $FMIK = \sum i (kVAi^{(1)}/kVATi^{(2)})$   | # de Fallas por Kva | 7,84              | 6         |
|  |   | 3. Porcentaje de Alimentadores que cumplen en Frecuencia Media de Interrupción – FMIK (Regulación 009/2024) | Total Alimentadores que cumplen FMIK<br>----- x 100<br>Total de Alimentadores[3]   | %                   | 63,16%            | 90%       |
|  |   | 4. TTIK – Tiempo total de interrupción (Regulación 009/2024)  | $TTIK = \sum i (kVAi * ti[4] / kVATi)$   | Horas               | 9,43              | 8         |
|  |   | 5. Porcentaje de Alimentadores que cumplen en Tiempo total de interrupciones – TTIK – (Regulación 009/2024) | Total Alimentadores que cumplen TTIK<br>----- x 100<br>Total de Alimentadores  | %                   | 73,99%            | 90%       |
|  |   | 6. Porcentaje de Integración de Reconectores al Sistema SCADA   | $(0,25 * \#Alimentadores \text{ con Reconector en cabecera integrado} + 0,50 * \#Alimentadores \text{ con Reconector a medio vano}) + 1 * \#Alimentadores \text{ con transferencia integrada al SCADA}$<br>----- X 100<br>Total de Alimentadores | %                   | 59,62%            | 65%       |
|  |   | 7. Calidad de señales analógicas y digitales  | Total Señales buena calidad<br>----- x 100<br>Total de Señales Existentes  | %                   | 86,04%            | >=90%     |

| Objetivo Estratégico  | Objetivo Operativo                        | Indicador   | Fórmula   | Unidad          | Línea Base Nov 25 | Meta 2026 |
|---|---|---|---|-----------------|-------------------|-----------|
|   |   | 8. Cumplimiento del factor de potencia en puntos de entrega | $\frac{\text{Puntos de entrega que cumplen con Factor de potencia}}{\text{Total puntos de entrega}} \times 100$ | %               | 46,62%            | 50,00%    |
|   |   | 9. Cumplimiento de Nivel de Voltaje (Regulación 009/2024)   | $\frac{\text{Mediciones que Cumplen la Regulación}}{\text{Total de Mediciones}} \times 100$                     | %               | 86,19%            | 95%       |
|   | 3. Operar y mantener el alumbrado público | 10. Cumplimiento del Plan de Mantenimiento SAPG             | $\frac{\text{Total de actividades ejecutadas}}{\text{Total de actividades planificadas}} \times 100$            | %               | 63,36%            | 100%      |
|   |   | 11. % Migración LED Alumbrado Público                       | $\frac{\text{No. Luminarias reemplazadas}}{\text{Total de Luminarias planificadas a reemplazar}} \times 100$    | %               | ND                | 100%      |
|   |   | 12. 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%        |
| OE1.- Incrementar la satisfacción del cliente, la confianza y la imagen empresarial.  | 4. Asegurar la Calidad de la Facturación  | 13. Índice de actualización de clientes                     | $\frac{\text{No. Clientes GIS}}{\text{No. Clientes Comerciales}} \times 100$                                    | Porcentaje      | ND                | 99,50%    |
| OE5.- Diversificar el portafolio de negocios e impulsar soluciones de autogeneración. | 5. Impulsar la Eficiencia Energética      | 14. Porcentaje MW para generación distribuida               | $\frac{\text{MW instalados para generación distribuida}}{\text{Total demanda máxima MW}} \times 100$            | %               | 1,72%             | 5%        |
|   | 6. Diversificar ingresos                  | 15. Monto facturado por arrendamiento de poste              | $\Sigma \text{ facturación en dólares por uso de postes}$   | Millones de USD | 7,00              | 9,00      |

Fuente: Gerencia de Distribución  
Línea base con resultados al mes de Noviembre 25

#### 4.4. Presupuesto de Operación y Mantenimiento 2026

El Plan de Operación y Mantenimiento 2026 se sustenta en un presupuesto total de USD 50,10 millones, orientado principalmente a garantizar la continuidad, confiabilidad y calidad del servicio eléctrico. La mayor asignación de recursos se concentra en Materiales Eléctricos (USD 16,41 millones) y Mantenimiento de Redes Aéreas y Subterráneas (USD 9,62

millones), que en conjunto representan más del 50% del presupuesto total, evidenciando una priorización hacia la atención preventiva y correctiva de los activos críticos del sistema de distribución. Complementariamente, partidas como Materiales Eléctricos – SAPG, Desbroce y Estacamiento de Líneas y Mantenimiento de Alumbrado Público fortalecen la integridad física de la red, la seguridad operativa y la percepción de calidad del servicio por parte de los usuarios.

Adicionalmente, el presupuesto contempla recursos para Mantenimiento de Subestaciones, Medición y Evaluación de Servicios de Electricidad y Operación del Sistema de Distribución Eléctrico, los cuales constituyen habilitadores clave para el control técnico, la supervisión del desempeño del sistema y la toma oportuna de decisiones operativas. Las partidas de soporte, como Asesorías Especializadas, Arrendamiento de Maquinaria, Mantenimiento de Equipos, Repuestos y Transporte Operativo, garantizan la ejecución eficiente de las actividades planificadas, permitiendo mitigar riesgos operativos, reducir interrupciones no programadas y sostener los indicadores de calidad del producto eléctrico definidos para el año 2026.

**Tabla Nro. 28: Presupuesto – Partidas de Operación y mantenimiento 2026**

| Partida Presupuestaria                                       | Presupuesto asignado (USD) |
|--|----------------------------|
| Materiales eléctricos 521030101                              | 16.405.310,31              |
| Mantenimiento de redes aéreas y subterráneas 521020108       | 9.623.716,56               |
| Materiales eléctricos - SAPG 521030107                       | 5.779.227,90               |
| De líneas, desbroces y estacamiento 521020101                | 5.738.849,25               |
| Mantenimiento Alumbrado Público 521020103                    | 4.893.296,66               |
| Mantenimiento de Subestaciones 521020109                     | 2.066.779,55               |
| Medición y evaluación de servicios de electricidad 521041010 | 1.496.722,47               |
| Asesorías Especializadas 521021007                           | 776.019,02                 |
| Arrendamiento de Maquinaria 521020204                        | 733.731,68                 |
| Operación del sistema de distribución eléctrico 521020116    | 698.837,56                 |
| Mantenimiento de Equipos eléctrico y manual 521020111        | 623.472,29                 |
| Gastos de estudios y diseños no aprobados 521090404          | 347.892,36                 |
| Mantenimiento Transformadores 521020102                      | 276.982,73                 |
| Mantenimiento de Equipos eléctrico y manual 522020111        | 172.000,00                 |
| Mantenimiento de Equipos de comunicaciones 521020107         | 149.731,62                 |
| Mantenimiento de Equipos de comunicaciones 522020107         | 149.712,73                 |
| Repuestos de equipos eléctricos 521030401                    | 118.039,99                 |
| Transporte de Actividades de Operación 521020503             | 48.640,00                  |
| <b>Total general (USD)</b>                                   | <b>50.098.962,68</b>       |

*Fuente: Gerencia de Distribución*

Desde una perspectiva de desempeño operativo, las intervenciones previstas en el Plan de Operación y Mantenimiento 2026 se orientan a incidir directamente en la reducción de la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio, priorizando aquellas zonas y activos con mayor impacto histórico en los indicadores FMIK y TTIK. El enfoque del plan privilegia acciones preventivas y predictivas sobre la infraestructura crítica, así como el fortalecimiento del control técnico y la información operativa, con el objetivo de disminuir fallas recurrentes, optimizar los tiempos de reposición y mejorar la confiabilidad del sistema de distribución. Este esquema permite transitar hacia una gestión de mantenimiento basada en indicadores, donde la planificación y ejecución de las actividades se ajusta en función del



comportamiento real de la red y de su contribución al cumplimiento de los niveles de calidad exigidos para el período 2026.

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 – PARTIDA PRESUPUESTARIA                                      | PRESUPUESTADO<br>USD | PROYECCIÓN<br>DEVENGO USD | %<br>DEVENGO |
|--|----------------------|---------------------------|--------------|
| <b>ALUMBRADO PÚBLICO</b>   | <b>10.811.426,06</b> | <b>9.730.283,45</b>       | <b>90%</b>   |
| OPE - Materiales eléctricos - SAPG 521030107                       | 5.779.227,90         | 5.201.305,11              | 90%          |
| OPE - Mantenimiento Alumbrado Público 521020103                    | 4.893.296,66         | 4.403.966,99              | 90%          |
| OPE - Asesorías Especializadas 521021007                           | 102.901,50           | 92.611,35                 | 90%          |
| OPE - Arrendamiento de Maquinaria 521020204                        | 36.000,00            | 32.400,00                 | 90%          |
| <b>MANTENIMIENTO</b>   | <b>30.893.513,53</b> | <b>27.804.162,18</b>      | <b>90%</b>   |
| OPE - Materiales eléctricos 521030101                              | 16.281.959,57        | 14.653.763,61             | 90%          |
| OPE - De líneas, desbroces y estacamiento 521020101                | 5.738.849,25         | 5.164.964,33              | 90%          |
| OPE - Mantenimiento de redes aéreas y subterráneas 521020108       | 5.737.238,02         | 5.163.514,22              | 90%          |
| OPE - Mantenimiento de Subestaciones 521020109                     | 2.066.779,55         | 1.860.101,60              | 90%          |
| OPE - Arrendamiento de Maquinaria 521020204                        | 697.731,68           | 627.958,51                | 90%          |
| OPE - Mantenimiento Transformadores 521020102                      | 276.982,73           | 249.284,46                | 90%          |
| OPE - Transporte de Actividades de Operación 521020503             | 48.640,00            | 43.776,00                 | 90%          |
| OPE - Asesorías Especializadas 521021007                           | 43.772,73            | 39.395,46                 | 90%          |
| OPE - Mantenimiento de Equipos eléctrico y manual 521020111        | 1.560,00             | 1.404,00                  | 90%          |
| <b>OPERACIÓN</b>   | <b>4.967.109,45</b>  | <b>4.470.398,51</b>       | <b>90%</b>   |
| OPE - Medición y evaluación de servicios de electricidad 521041010 | 1.496.722,47         | 1.347.050,23              | 90%          |
| OPE - Operación del sistema de distribución eléctrico 521020116    | 698.837,56           | 628.953,80                | 90%          |
| OPE - Asesorías Especializadas 521021007                           | 629.344,79           | 566.410,31                | 90%          |
| OPE - Mantenimiento de Equipos eléctrico y manual 521020111        | 621.912,29           | 559.721,06                | 90%          |
| OPE - Mantenimiento de redes aéreas y subterráneas 521020108       | 459.564,90           | 413.608,41                | 90%          |
| OPE - Gastos de estudios y diseños no aprobados 521090404          | 347.892,36           | 313.103,12                | 90%          |
| OPE - Mantenimiento de Equipos eléctrico y manual 522020111        | 172.000,00           | 154.800,00                | 90%          |
| OPE - Mantenimiento de Equipos de comunicaciones 521020107         | 149.731,62           | 134.758,46                | 90%          |
| OPE - Mantenimiento de Equipos de comunicaciones 522020107         | 149.712,73           | 134.741,46                | 90%          |
| OPE - Materiales eléctricos 521030101                              | 123.350,74           | 111.015,67                | 90%          |
| OPE - Repuestos de equipos eléctricos 521030401                    | 118.039,99           | 106.235,99                | 90%          |
| <b>SISTEMA DE INFORMACIÓN<br/>GEOREFERENCIADO</b>                  | <b>3.426.913,64</b>  | <b>3.084.222,28</b>       | <b>90%</b>   |
| OPE - Mantenimiento de redes aéreas y subterráneas 521020108       | 3.426.913,64         | 3.084.222,28              | 90%          |
| <b>Total general (USD)</b>   | <b>50.098.962,68</b> | <b>45.089.066,41</b>      | <b>90%</b>   |

Fuente: Gerencia de Distribución

## 5. PLAN DE GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y SOPORTE EMPRESARIAL

### 5.1. Objetivos del Plan de Gestión Administrativa y Soporte Empresarial

Tabla Nro. 30: Objetivos del Plan de Gestión Administrativa y Soporte Empresarial

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| <b>ADMINISTRATIVA FINANCIERA</b>    | Administrar la Infraestructura Administrativa y Servicios<br>Asegurar los Activos y Riesgos Institucionales<br>Garantizar la Operatividad de la Flota Vehicular<br>Optimizar la Gestión Financiera y el Cumplimiento de Obligaciones |
| <b>ASUNTOS CORPORATIVOS</b>         | Fortalecer la Gestión Estratégica y por Procesos   |
| <b>COMUNICACIÓN</b>                 | Fortalecer la Imagen Empresarial   |
| <b>DESARROLLO CORPORATIVO</b>       | Desarrollar las Competencias del Personal  |
| <b>EFICIENCIA ENERGÉTICA</b>        | Impulsar la Eficiencia Energética  |
| <b>JURÍDICA</b>                     | Gestionar el Patrocinio Legal y los Servicios Jurídicos Administrativos  |
| <b>PLANIFICACIÓN</b>                | Garantizar la Confiabilidad y Calidad del Servicio Eléctrico<br>Optimizar la Planificación de la Distribución Eléctrica  |
| <b>RESPONSABILIDAD SOCIAL</b>       | Fortalecer la Salud y Seguridad Ocupacional<br>Gestionar la Sostenibilidad Ambiental   |
| <b>SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN</b>  | Garantizar la Seguridad de la Información<br>Mitigar los Riesgos Operativos y de Negocio   |
| <b>TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN</b> | Asegurar la Disponibilidad de Infraestructura y Servicios Tecnológicos   |

### 5.2. Acciones Estratégicas a Implementar en el 2026

Las principales acciones a ejecutar durante el 2026 de los diferentes procesos de apoyo en la Corporación, se detallan a continuación:

#### Gestión Administrativa Financiera

- Implementar un esquema corporativo de transferencia y mitigación de riesgos mediante la contratación de pólizas institucionales y el fortalecimiento de la seguridad física en instalaciones y activos críticos.
- Garantizar la seguridad y vigilancia en agencias, bodegas, subestaciones y edificios administrativos, priorizando puntos de alto riesgo o criticidad operativa.
- Asegurar la operatividad de la flota vehicular y logística de apoyo (mantenimiento preventivo/correctivo, sistemas hidráulicos de vehículos especiales, repuestos, matriculación, combustibles y transporte contratado), con criterios de disponibilidad y criticidad por territorio.
- Mantener condiciones operativas y de seguridad en infraestructura institucional mediante servicios de limpieza, climatización, mantenimiento menor de edificios, sistemas contra incendios, ascensores, bombas/cisternas, fumigación y adecuaciones prioritarias.
- Sostener la operación en zonas de concesión mediante arrendamientos estratégicos de agencias, bodegas y facilidades operativas, priorizando ubicaciones que soporten la recaudación, atención comercial y despliegue técnico.

- Fortalecer la gobernanza financiera mediante el cumplimiento de obligaciones externas y la ejecución de auditorías y servicios de soporte empresarial vinculados a control y transparencia.

### **Gestión de Asuntos Corporativos**

- Ejecutar la consultoría para la auditoría de seguimiento de la certificación del Sistema de Gestión Antisoborno bajo la Norma ISO 37001, implementado en la Oficina Central y las Unidades de Negocio Guayaquil, Guayas Los Ríos y Manabí; con el fin de verificar su eficacia, madurez y sostenibilidad, así como asegurar la mejora continua del sistema y su alineación con las mejores prácticas de integridad corporativa.
- Contratar la consultoría especializada para la auditoría mensual del cumplimiento normativo del pliego tarifario y de la correcta aplicación de subsidios, mediante la validación sistemática de la facturación realizada en las 11 Unidades de Negocio de CNEL EP durante un periodo de doce meses, garantizando la correcta aplicación de tarifas, la transparencia del proceso comercial y la protección de los ingresos.

### **Gestión de Comunicación**

- Consolidar una identidad institucional coherente, reconocible y alineada a los valores corporativos de CNEL EP, fortaleciendo la percepción de marca en espacios físicos, eventos institucionales y procesos de socialización con grupos de interés.
- Potenciar la comunicación institucional mediante la producción de material gráfico y comunicacional de alta calidad, orientado a difundir los servicios, proyectos estratégicos y mensajes clave de CNEL EP.

### **Gestión de Desarrollo Corporativo**

- Presentar propuesta y gestionar aprobación en Directorio de actualización de estatuto orgánico y 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.
- Fortalecer las competencias técnicas y normativas del personal operativo y administrativo, asegurando consistencia en la ejecución de procesos críticos y cumplimiento regulatorio.
- Contratar la elaboración del estudio matemático actuarial que permita cuantificar los pasivos laborales de CNEL EP.

### **Gestión de la Unidad de Eficiencia Energética**

- Promover la optimización del consumo energético de las dependencias de CNEL EP y fortalecer el cumplimiento de estándares internacionales de gestión de la energía, mejorando la eficiencia operativa y reduciendo costos recurrentes.
- Garantizar la trazabilidad, consistencia y confiabilidad de la información financiera y operativa de los programas de eficiencia energética ejecutados por CNEL EP.
- Desarrollar estudios técnicos y económicos que permitan evaluar, priorizar y viabilizar proyectos de generación distribuida y movilidad eléctrica, alineados a la transición energética y a los lineamientos del Estado.

## Gestión Jurídica

- Asegurar la validez jurídica, oponibilidad frente a terceros y regularización formal de actos, bienes y decisiones institucionales de CNEL EP en todas las Unidades de Negocio.
- Administrar y mitigar el impacto financiero y reputacional derivado de procesos judiciales, sentencias y peritajes técnicos.
- Fortalecer la capacidad de patrocinio legal especializado y maximizar la recuperación de recursos económicos a favor de la empresa.

## Gestión de Planificación

- Coordinar la validación metodológica y técnica 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
- Gestionar la aprobación del Procedimiento para la gestión de propuestas del sector privado y público en el marco de la capacidad asociativa de CNEL EP.
- Fortalecer la gestión de proyectos hasta su ejecución en las Unidades de Negocio
- Impulsar la adopción progresiva de un enfoque de gobernanza de datos empresarial que promueva la definición de lineamientos, roles y buenas prácticas para la gestión de los datos estratégicos de CNEL EP.
- Fortalecer la capacidad técnica de CNEL EP para medir, analizar y diagnosticar la calidad del producto eléctrico, permitiendo la toma de decisiones basadas en evidencia para la mejora continua de los indicadores de calidad (FMIK, TTIK, variaciones de tensión, flicker, armónicos, entre otros).
- Asegurar el cumplimiento de las obligaciones regulatorias y la participación institucional activa de CNEL EP en los organismos rectores y gremiales del sector eléctrico.

## Gestión de Responsabilidad Social

- Fortalecer de manera integral las condiciones de seguridad y salud ocupacional del personal operativo y administrativo de CNEL EP, mediante la dotación de equipos de protección personal (EPP), herramientas seguras, señalética especializada, servicios médicos ocupacionales y mantenimiento de sistemas de prevención y respuesta ante emergencias.
- Implementar acciones preventivas orientadas a mitigar riesgos críticos asociados a incendios, fallas operativas y condiciones inseguras en subestaciones, bodegas, agencias y áreas técnicas, mediante mantenimiento especializado, monitoreo técnico y adecuación de infraestructura de seguridad.
- Asegurar el cumplimiento de las obligaciones ambientales de CNEL EP mediante la ejecución de auditorías, monitoreos, planes de manejo ambiental y disposición adecuada de desechos, fortaleciendo una gestión ambiental preventiva y alineada a la normativa vigente.
- Consolidar una cultura organizacional orientada a la prevención de riesgos laborales y ambientales, mediante acciones de control, seguimiento, consultoría especializada y fortalecimiento de capacidades institucionales en seguridad industrial y gestión ambiental.
- Realizar campañas comunicacionales sobre la gestión social de la empresa.

- Socializar los proyectos de reforestación en la comunidad y eficiencia energética en instituciones educativas.
- 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 de Seguridad de la Información**

- Fortalecer la postura de ciberseguridad de CNEL EP mediante la implementación, renovación y soporte de soluciones de seguridad perimetral, protección de correo electrónico y defensa contra amenazas cibernéticas, con el objetivo de prevenir accesos no autorizados, ataques informáticos y compromisos a la información institucional.
- Implementar y fortalecer controles avanzados de acceso y protección de la información crítica de CNEL EP, mediante la gestión de usuarios privilegiados y mecanismos de ofuscamiento de datos, asegurando la confidencialidad, integridad y trazabilidad de la información institucional.
- Impulsar la resiliencia operativa de CNEL EP frente a eventos naturales, antrópicos y tecnológicos, mediante acciones de coordinación interinstitucional y fortalecimiento de capacidades para el diseño e implementación del sistema de gestión de continuidad del negocio y gestión de riesgos.

### **Gestión de Tecnología de la Información**

- Asegurar la continuidad y el desempeño de las plataformas corporativas de misión crítica (CIS/CRM, SAP, ADMS, contact center y aplicaciones transversales), mediante convenios, soportes especializados y mantenimiento de licencias, para sostener la facturación, recaudación, atención al cliente, operación y toma de decisiones basadas en datos.
- Fortalecer la disponibilidad y resiliencia de la infraestructura tecnológica institucional (centros de datos, redes, almacenamiento, respaldo, energía y monitoreo), mediante mantenimiento preventivo/correctivo, soportes de fabricantes y mejoras por obsolescencia, garantizando continuidad de servicios ante fallas, picos de demanda y eventos disruptivos.
- Impulsar un estándar corporativo de productividad, soporte y gestión integral del servicio TI, mediante la renovación/suscripción de plataformas de colaboración y software especializado, la mesa de ayuda, y el aseguramiento de insumos y repuestos tecnológicos, para mejorar eficiencia operativa, trazabilidad del soporte y continuidad del usuario final.
- Asegurar conectividad institucional y telecomunicaciones operativas confiables (enlaces de datos, internet, contingencia y radiocomunicación), mediante contratos de servicio, mantenimiento y pago de habilitadores regulatorios, garantizando operación continua de comunicaciones corporativas y de campo.

### **5.3. Indicadores y Metas del Plan de Gestión Administrativa y Soporte Empresarial 2026**



Tabla Nro. 31: Cuadro de metas e indicadores del Plan de Gestión Administrativa y Soporte Empresarial

| Objetivo Estratégico  | Objetivo Operativo   | Indicador  | Fórmula   | Unidad | Línea base Nov 25 | Meta 2026 | Resp. |
|---|--|--|---|--------|-------------------|-----------|-------|
| <b>OE6.- Consolidar la gestión de riesgos, la sostenibilidad y la responsabilidad social como ejes transversales de la gestión institucional.</b> | Gestionar la Sostenibilidad Ambiental                                  | 1. Porcentaje de proyectos con SIMCA aplicado                    | $\frac{\text{No. de proyectos con SIMCA aplicado}}{\text{Total de proyectos ejecutados}} \times 100$  | %      | ND                | 50%       | DRSC  |
|   |  | 2. Cobertura de educación energética                             | $\frac{\text{Nro. de personas capacitadas en educación energética}}{\text{Total de clientes residenciales}} \times 100$                                   | %      | ND                | 3,63%     | DRSC  |
|   | Mitigar los Riesgos Operativos y de Negocio                            | 3. Índice de Madurez en Continuidad y Gestión de Riesgos (IMCGR) | $\frac{E1+E2+E3^{13}}{3} \times 100$  | %      | 0%                | 10,00%    | GSI   |
| <b>OE7.- Potenciar la transformación digital, la ciberseguridad y la analítica de datos.</b>  | Asegurar la Disponibilidad de Infraestructura y Servicios Tecnológicos | 4. Porcentaje de procesos institucionales automatizados          | $\frac{\text{Nro. de procesos automatizados}}{\text{Nro. total de procesos priorizados}} \times 100$  | %      | ND                | 100,00%   | GTI   |
|   | Garantizar la Seguridad de la Información                              | 5. Porcentaje de automatización de procesos de ciberseguridad    | $\frac{\# \text{ Soluciones tecnológicas de ciberseguridad implementadas}}{\# \text{ Soluciones tecnológicas de ciberseguridad planificadas}} \times 100$ | %      | 25,00%            | 33,00%    | GSI   |
| <b>OE8.- Fortalecer las capacidades institucionales, la gestión del talento humano, la mejora de procesos y la</b>                                | Desarrollar las Competencias del Personal                              | 6. Porcentaje de servidores capacitados                          | $\frac{\text{Número de servidores capacitados}}{\text{Total de servidores activos}} \times 100$   | %      | 94%               | 95%       | GDC   |

<sup>13</sup> E1 = % de áreas críticas con BCP y protocolos de recuperación implementados. E2 = % de cumplimiento del plan de adecuación institucional, operacional y normativa en gestión de riesgos y desastres. E3 = % de ejecución de pruebas y simulacros anuales con actualización documentada de planes



| Objetivo Estratégico  | Objetivo Operativo  | Indicador   | Fórmula   | Unidad | Línea base Nov 25 | Meta 2026 | Resp. |
|---|---|---|---|--------|-------------------|-----------|-------|
| cultura de integridad y transparencia.  |   | 7. Índice de satisfacción laboral                               | $\frac{\text{Puntaje promedio encuesta de satisfacción}}{\text{Puntaje máximo}} \times 100$   | %      | 85%               | 86%       | GDC   |
|   |   | 8. % Personal certificado en los perfiles de evaluación del OEC | $\frac{\text{Nro. Personal certificado en los perfiles del OEC}}{\text{Nro. Personal calificado para la certificaciones}} \times 100$ | %      | 0,83%             | 25,67%    | GDC   |
|   | Fortalecer la Gestión Estratégica y por Procesos                  | 9. Índice de cumplimiento de controles antisoborno              | $\frac{\text{Nro. controles cumplidos}}{\text{Total controles establecidos}} \times 100$  | %      | ND                | 70%       | GAC   |
| OE4.- Optimizar la gestión financiera, la asignación y ejecución de recursos. | Optimizar la Gestión Financiera y el Cumplimiento de Obligaciones | 10. % Cumplimiento del PAC                                      | $\frac{\text{No. de procesos adjudicados dentro del ejercicio fiscal}}{\text{Total de procesos planificados en el PAC}} \times 100$   | %      | 58,62%            | 81%       | ADQ   |
|   | Garantizar la Operatividad de la Flota Vehicular                  | 11. Disponibilidad del parque automotor                         | $\frac{\text{Vehículos operativos}}{\text{Total de parque automotor}} \times 100$   | %      | 91,60%            | 93,00%    | GAF   |

Fuente: Gerencia de Desarrollo Corporativo/Gerencia de Asuntos Corporativos/Dirección de Adquisiciones  
Línea base con resultados al mes de Noviembre 25

#### 5.4. Presupuesto del Plan de Gestión Administrativa y Soporte Empresarial

Para el 2026, con el fin de asegurar el servicio de distribución y comercialización de energía se desarrolle con normalidad, los procesos de apoyo tienen asignado USD 86,02 millones en el presupuesto de operación según el siguiente detalle:

Tabla Nro. 32: Presupuesto Plan Operativo – Gestión Administrativa y Soporte Empresarial

| GERENCIA/OBJETIVO OPERATIVO   | PRESUPUESTADO 2026   |
|---|----------------------|
| <b>ADMINISTRATIVA FINANCIERA</b>  | <b>47.149.979,52</b> |
| Administrar la Infraestructura Administrativa y Servicios               | 21.137.191,53        |
| Asegurar los Activos y Riesgos Institucionales                          | 14.462.652,97        |
| Garantizar la Operatividad de la Flota Vehicular                        | 8.718.865,22         |
| Optimizar la Gestión Financiera y el Cumplimiento de Obligaciones       | 2.831.269,80         |
| <b>ASUNTOS CORPORATIVOS</b>   | <b>664.000,00</b>    |
| Fortalecer la Gestión Estratégica y por Procesos                        | 664.000,00           |
| <b>COMUNICACIÓN</b>   | <b>1.527.000,00</b>  |
| Fortalecer la Imagen Empresarial  | 1.527.000,00         |
| <b>DESARROLLO CORPORATIVO</b>   | <b>455.150,00</b>    |
| Desarrollar las Competencias del Personal                               | 455.150,00           |
| <b>EFICIENCIA ENERGÉTICA</b>  | <b>959.844,22</b>    |
| Impulsar la Eficiencia Energética                                       | 959.844,22           |
| <b>JURÍDICA</b>   | <b>1.129.858,03</b>  |
| Gestionar el Patrocinio Legal y los Servicios Jurídicos Administrativos | 1.129.858,03         |
| <b>PLANIFICACIÓN</b>  | <b>3.345.080,38</b>  |
| Optimizar la Planificación de la Distribución Eléctrica                 | 2.637.643,88         |
| Garantizar la Confiabilidad y Calidad del Servicio Eléctrico            | 707.436,50           |
| <b>RESPONSABILIDAD SOCIAL</b>   | <b>16.306.188,64</b> |
| Fortalecer la Salud y Seguridad Ocupacional                             | 15.879.695,82        |
| Gestionar la Sostenibilidad Ambiental                                   | 426.492,82           |
| <b>SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN</b>                                      | <b>1.056.151,36</b>  |
| Garantizar la Seguridad de la Información                               | 928.567,92           |
| Mitigar los Riesgos Operativos y de Negocio                             | 127.583,44           |
| <b>TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN</b>                                     | <b>13.423.464,48</b> |
| Asegurar la Disponibilidad de Infraestructura y Servicios Tecnológicos  | 13.423.464,48        |
| <b>TOTAL GENERAL (USD)</b>  | <b>86.016.716,63</b> |

## 6. PLAN DE INVERSIONES

El Plan de Inversión 2026 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 y confiabilidad del servicio, reducción de pérdidas de energía, y ampliación de la cobertura, suma un total de USD 146.239.183,25.

Es importante mencionar que conforme criterios dados por el MAE 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 2026 se aprobaron 590 proyectos de arrastre que corresponden a los años 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, adicional a ellos existen proyectos de años 2014, 2016, 2017, 2019 que corresponden a montos a devengarse en su totalidad en el 2026.

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

En el PAI 2026 se aprobaron 5 proyectos de los cuales 4 corresponden al programa CAF y uno a macroprogramas que se irán reformando conforme se vayan priorizando nuevos proyectos en el año 2026.

**Tabla Nro. 33: Presupuesto – Plan de Inversiones 2026**

| Macroprograma          | PAI 2026              |
|------------------------|-----------------------|
| Calidad (USD)          | 59.579.839,33         |
| Expansión (USD)        | 86.623.343,92         |
| GSA                    | 36.000,00             |
| <b>Total PAI (USD)</b> | <b>146.239.183,25</b> |

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 2026 se detallan a continuación:

**Tabla Nro. 34: Detalle de Programas de Inversión 2026**

| MACROPROGRAMA         | PROGRAMA   | BID (USD)            | CAF (USD)            | RECURSOS<br>DEL<br>ESTADO<br>(USD) | RECURSOS<br>PROPIOS<br>(USD) | TOTAL<br>PROGRAMA<br>(USD) |
|-----------------------|--|----------------------|----------------------|------------------------------------|------------------------------|----------------------------|
| CALIDAD               | CALIDAD<br>ALUMBRADO<br>PÚBLICO                  |                      |                      |                                    | 5.514.623,45                 | 5.514.623,45               |
|                       | CALIDAD<br>DISTRIBUCIÓN                          |                      |                      |                                    | 54.065.215,88                | 54.065.215,88              |
| EXPANSIÓN             | ELECTRIFICACIÓN<br>RURAL                         |                      |                      |                                    | 7.151.626,33                 | 7.151.626,33               |
|                       | EXPANSIÓN<br>ALUMBRADO<br>PÚBLICO                |                      |                      |                                    | 4.169.839,61                 | 4.169.839,61               |
|                       | EXPANSIÓN<br>DISTRIBUCIÓN                        |                      |                      |                                    | 28.647.085,84                | 28.647.085,84              |
|                       | ELECTRIFICACIÓN<br>RURAL Y<br>URBANO<br>MARGINAL | 2.746.025,96         | 8.288.979,93         |                                    | 779.615,84                   | 11.814.621,73              |
|                       | PMD  | 322.068,50           |                      |                                    | 272.565,87                   | 594.634,37                 |
|                       | REFORZAMIENTO                                    | 10.174.735,97        | 9.932.691,35         |                                    | 10.227.882,29                | 30.335.309,61              |
|                       | PMRSEE   | 2.665.586,25         |                      |                                    | 1.154.281,90                 | 3.819.868,15               |
|                       | PRIZA  |                      |                      | 90.358,28                          |                              | 90.358,28                  |
| GSA                   | GESTIÓN SOCIO<br>AMBIENTAL                       |                      |                      |                                    | 36.000,00                    | 36.000,00                  |
| <b>TOTAL PAI 2026</b> |  | <b>15.908.416,68</b> | <b>18.221.671,28</b> | <b>90.358,28</b>                   | <b>112.018.737,01</b>        | <b>146.239.183,25</b>      |

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 presente plan de expansión corresponde al siguiente:

Ilustración Nro. 14: Objetivo Estratégico asociado al Plan de Expansión



### 6.1.2. Acciones Estratégicas a Implementar en el 2026

- Ampliación y construcción de redes de distribución para comunidades rurales, urbanas marginales y cooperativas
- Ampliaciones y reforzamientos menores de redes de distribución existentes
- Proyectos de electrificación rural y expansión territorial del sistema eléctrico
- Construcción, ampliación y repotenciación de subestaciones y líneas de subtransmisión
- Modernización y mejoramiento de infraestructura eléctrica urbana
- Dotación y ampliación de alumbrado público

### 6.1.3. Indicadores y Metas del Plan de Expansión 2026

Tabla Nro. 35: Cuadro de metas e indicadores del Plan de Expansión

| Objetivo Estratégico   | Objetivo Operativo                                      | Indicador   | Fórmula  | Unidad | Línea Base 2025* | Meta 2026 |
|--|---|---|--|--------|------------------|-----------|
| OE2.- Modernizar y expandir la infraestructura eléctrica y de alumbrado público, asegurando la continuidad y calidad del servicio. | Expandir la Infraestructura del Sistema de Distribución | 1. Porcentaje de Cobertura del Servicio Eléctrico | $\frac{\text{Total de Viviendas con Servicio Eléctrico}}{\text{Número total de Viviendas}} \times 100$ | %      | 97,21%           | 97,67%    |
|  |   | 2. Capacidad Instalada (MVA)                      | $\sum \text{Todas las capacidades de transformadores de potencia de las UN's}$                         | MVA    | 5.819,70         | 6.045,50  |

Fuente: Gerencia de Distribución/Gerencia de Planificación

\*Línea base con resultados al mes de Noviembre 25



#### 6.1.4. Presupuesto del Plan de Expansión

El presupuesto del plan de Expansión 2026 suma un total de USD 86.623.343,92 de acuerdo al siguiente detalle:

Tabla Nro. 36.- Detalle Proyectos de expansión (Nuevos – Arrastres)

| MACROPROGRAMA              | ARRASTRE             | NUEVO                | TOTAL GENERAL (USD)  |
|----------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| EXPANSIÓN SAPG             | 4.169.839,61         | -                    | 4.169.839,61         |
| EXPANSIÓN SPEE             | 63.251.000,03        | 19.202.504,28        | 82.453.504,31        |
| <b>TOTAL GENERAL (USD)</b> | <b>67.420.839,64</b> | <b>19.202.504,28</b> | <b>86.623.343,92</b> |

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Proyectos

Tabla Nro. 37: Detalle Proyectos de Expansión por programa y recursos 2026

| PROGRAMA DE INVERSIÓN                   | BID (USD)            | CAF (USD)            | RECURSOS DEL ESTADO (USD) | RECURSOS PROPIOS (USD) | TOTAL PROGRAMA (USD) |
|---|----------------------|----------------------|---------------------------|------------------------|----------------------|
| ELECTRIFICACIÓN RURAL                   | -                    | -                    | -                         | 7.151.626,33           | 7.151.626,33         |
| EXPANSIÓN ALUMBRADO PÚBLICO             | -                    | -                    | -                         | 4.169.839,61           | 4.169.839,61         |
| EXPANSIÓN DISTRIBUCIÓN                  | -                    | -                    | -                         | 28.647.085,84          | 28.647.085,84        |
| ELECTRIFICACIÓN RURAL Y URBANO MARGINAL | 2.746.025,96         | 8.288.979,93         | -                         | 779.615,84             | 11.814.621,73        |
| PMD Y REFORZAMIENTO                     | 10.496.804,47        | 9.932.691,35         | -                         | 10.500.448,16          | 30.929.943,98        |
| PMRSEE                                  | 2.665.586,25         | -                    | -                         | 1.154.281,90           | 3.819.868,15         |
| PRIZA                                   | -                    | -                    | 90.358,28                 | -                      | 90.358,28            |
| <b>TOTAL EXPANSIÓN</b>                  | <b>15.908.416,68</b> | <b>18.221.671,28</b> | <b>90.358,28</b>          | <b>52.402.897,68</b>   | <b>86.623.343,92</b> |

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. ELECTRIFICACIÓN RURAL Y URBANO MARGINAL

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. Se financia principalmente con recursos de multilaterales

#### 6.1.4.5. PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.

Este programa de inversión contempla la ejecución de obras en redes de distribución primaria, en subestaciones y líneas de subtransmisión con el objetivo de captar más demanda. Está financiado por dos componentes principalmente, el PMD-RSND BID, cuyo financiamiento es del BID V, el cual ya se encuentra en su último año de ejecución y el “Programa de Reforzamiento de las Redes de Distribución en el sector Acuícola”, financiado principalmente por el préstamo CAF camaronero

#### 6.1.4.6. 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.

#### 6.1.4.7. 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 2026 suman un total de USD 59.579.839,33 de acuerdo al siguiente detalle:

Tabla Nro. 38: Proyectos de Calidad 2026

| PROGRAMA DE INVERSIÓN      | RECURSOS PROPIOS (USD) | TOTAL PROGRAMA (USD) |
|----------------------------|------------------------|----------------------|
| CALIDAD ALUMBRADO PÚBLICO  | 5.514.623,45           | 5.514.623,45         |
| CALIDAD DISTRIBUCIÓN       | 54.065.215,88          | 54.065.215,88        |
| <b>TOTAL CALIDAD (USD)</b> | <b>59.579.839,33</b>   | <b>59.579.839,33</b> |

**Fuente:** Gerencia de Planificación/Dirección de Proyectos  
**Nota:** Todos los recursos corresponden a proyectos de arrastre.

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 2026

En resumen, el presupuesto de los planes descritos para el período 2026 asciende a USD 398,01 millones de dólares.

Tabla Nro. 39: Resumen presupuesto de los planes

| Plan  | Presupuesto 2026 (USD) |
|---|------------------------|
| Plan Comercial  | 74.746.792,49          |
| Plan de Operación y Mantenimiento del Sistema de Distribución | 50.098.962,68          |
| Plan de Gestión Administrativa y Procesos de Apoyo            | 86.016.716,63          |
| Superávit MEF   | 40.910.000,00          |
| <b>Total Operación (USD)</b>                                  | <b>251.772.471,80</b>  |
| <b>Total Plan de Inversión (USD)</b>                          | <b>146.239.183,25</b>  |
| <b>Total Operación + Inversión (USD)</b>                      | <b>398.011.655,05</b>  |

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 7; en tal sentido, el objetivo operativo de este plan se presentó en la tabla Nro. 30, **“Optimizar la Gestión Financiera y el Cumplimiento de Obligaciones”**.

### 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 del año 2026.

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 2026, 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) Las Cuentas por Cobrar incluyen anticipos pendientes de amortizar de proveedores y subsidios.

### **8.4. Estado de Situación Proyectado**

El Balance de Situación refleja el resultado a obtenerse en el 2026, conforme el presupuesto 2026, como producto de las actividades de distribución y comercialización que cumple la Corporación; para su formulación se ha tomado en consideración el presupuesto y el flujo de caja para el año 2026.

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

| Cuentas                          | Proyección 2025         | Proyección 2026         | Variación              | Variación (%)  |
|----------------------------------|-------------------------|-------------------------|------------------------|----------------|
| <b>Activo</b>                    |                         |                         |                        |                |
| <b>Activo Corriente</b>          | <b>667.970.255,35</b>   | <b>703.443.944,81</b>   | <b>35.473.689,46</b>   | <b>5,31%</b>   |
| Bancos                           | 15.269.832,17           | 4.935.318,73            | -10.334.513,43         | -67,68%        |
| Cuentas por Cobrar               | 472.471.144,09          | 513.245.371,19          | 40.774.227,10          | 8,63%          |
| Otros Activo Corriente           | 180.229.279,09          | 185.263.254,89          | 5.033.975,80           | 2,79%          |
| <b>Activo no Corriente</b>       | <b>2.468.587.786,64</b> | <b>2.440.575.502,02</b> | <b>-28.012.284,62</b>  | <b>-1,13%</b>  |
| Propiedad Planta y Equipo        | 2.447.774.990,74        | 2.420.651.208,36        | -27.123.782,38         | -1,11%         |
| Otros Activos no corriente       | 20.812.795,90           | 19.924.293,66           | -888.502,24            | -4,27%         |
| <b>TOTAL ACTIVO</b>              | <b>3.136.558.041,99</b> | <b>3.144.019.446,82</b> | <b>7.461.404,84</b>    | <b>0,24%</b>   |
| <b>Pasivo</b>                    |                         |                         |                        |                |
| <b>Pasivo Corriente</b>          | <b>1.408.827.799,75</b> | <b>1.706.894.778,66</b> | <b>298.066.978,91</b>  | <b>21,16%</b>  |
| Obligaciones Corto Plazo         | 1.245.952.205,02        | 1.543.204.805,95        | 297.252.600,93         | 23,86%         |
| Otros Pasivos Corrientes         | 162.875.594,73          | 163.689.972,71          | 814.377,97             | 0,50%          |
| <b>Pasivo no Corriente</b>       | <b>1.124.056.895,32</b> | <b>1.156.933.949,79</b> | <b>32.877.054,47</b>   | <b>2,92%</b>   |
| Obligaciones a Largo Plazo       | 1.017.438.145,27        | 1.049.813.145,99        | 32.375.000,72          | 3,18%          |
| Otros Pasivos no Corrientes      | 106.618.750,05          | 107.120.803,80          | 502.053,75             | 0,47%          |
| <b>TOTAL PASIVO</b>              | <b>2.532.884.695,07</b> | <b>2.863.828.728,44</b> | <b>330.944.033,37</b>  | <b>13,07%</b>  |
| <b>Patrimonio</b>                |                         |                         |                        |                |
| Capital                          | 2.637.389.350,92        | 2.637.389.350,92        | 0,00                   | 0,00%          |
| Reservas                         | 0,00                    | 0,00                    | 0,00                   | 0,00%          |
| Resultados Acumulados            | -                       | -                       | -                      | -              |
| Resultados del periodo           | 1.652.984.076,51        | 2.033.716.004,00        | -380.731.927,49        | 23,03%         |
|                                  | -380.731.927,49         | -323.482.628,54         | 57.249.298,96          | -15,04%        |
| <b>TOTAL PATRIMONIO</b>          | <b>603.673.346,92</b>   | <b>280.190.718,38</b>   | <b>-323.482.628,54</b> | <b>-53,59%</b> |
| <b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b> | <b>3.136.558.041,99</b> | <b>3.144.019.446,82</b> | <b>7.461.404,84</b>    | <b>0,24%</b>   |

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

#### 8.4.1. Activo

El Activo Total tiene un incremento de USD 7,46 millones con relación al saldo del estado de situación financiera proyectado del año 2025.

Esta variación es producto principalmente de los siguientes factores: i) disminución en Bancos de USD 10,33 millones se encuentra de acuerdo al Flujo de Caja Proyectado 2026, que corresponde a entradas de efectivo por USD 1.875,68 millones, Salidas de efectivo por USD 1.886,01 millones; ii) incremento de cuentas por cobrar en USD 40,77 millones, producto del aumento en cuentas por cobrar clientes en relación a la proyección de lo facturado versus lo recaudado; iii) incremento en otros activos corrientes por USD 5,03 millones; iv) disminución en Propiedad, Planta y Equipo por USD 27,12 millones y; v) disminución en otros activos no corrientes por USD 0,89 millones.

El aumento en Cuentas por Cobrar Clientes de USD 40,77 millones en las cuentas por cobrar, se establece considerando la proyección de ingresos que de acuerdo al Presupuesto de Operación 2026 es por USD 1.836,67 millones mientras que la recaudación por estos conceptos de acuerdo al Flujo de Caja Proyectado 2026 es por USD 1.795,90 millones.



Propiedad, Planta y Equipo presenta una disminución neta de USD 27,12 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 2026 por USD 146,24 millones menos la depreciación estimada para el año 2026 por USD 167,62 millones; y, otros ajustes con una disminución por USD 5,74 millones.

Con este escenario se logra mantener los niveles de calidad actual, ante lo cual no se evidencian riesgos futuros inminentes, en la distribución y comercialización de energía eléctrica.

La disminución se debe a que el flujo no permite cubrir la ejecución de inversiones para la mejora de los indicadores de calidad del servicio y producto.

Con este fin el MAE está gestionando obtención de nuevo financiamiento con Multilaterales para obtener dichas mejoras.

#### **8.4.2. Pasivo**

El Pasivo Total para el Presupuesto 2026, tiene un incremento de USD 330,94 millones con relación a la proyección por el año 2025. Esta variación obedece principalmente a los siguientes factores: i) incremento en obligaciones a corto plazo por USD 297,25 millones; ii) incremento en otros pasivos corrientes por USD 0,81 millones; iii) incremento en obligaciones a largo plazo por USD 32,38 millones; y, iv) incremento en otros pasivos no corrientes por USD 0,50 millones.

El aumento de las Obligaciones a Corto Plazo por USD 297,25 millones se genera como resultado principalmente de lo siguiente: i) aumento en cuentas por pagar compra de energía por USD 302,76 millones que corresponde al costo de energía por USD 1.515,24 millones, pagos por la compra de energía por USD 1.212,48 millones; y, ii) disminución en otros rubros por USD 5,51 millones.

El aumento por USD 302,76 millones se da principalmente con CELEC EP y otros generadores públicos.

Esta situación no ha generado hasta la presente fecha riesgos de interrupciones, penalidades, intereses, litigios o restricciones operativas para la distribución y comercialización de energía eléctrica en CNEL EP.

No obstante, como plan de normalización para el pago de estas deudas, CNEL EP realiza gestiones para suscribir convenios de extinción de obligaciones con el Ministerio de Economía y Finanzas por subsidios tales como tarifa de la dignidad, ley del anciano, subsidio discapacidad; así como, el reconocimiento del déficit tarifario para la Corporación.

Para el año 2026 se tiene el efecto del registro del Gasto de mano de obra, materiales y servicios por USD 527,29 millones, y de las inversiones por USD 146,24 millones, que de acuerdo al Flujo de Caja proyectado se cancelarán en su totalidad.

A continuación se presenta un resumen de las proyecciones para compra de energía, gastos e inversiones, comparado con el presupuesto y flujo de caja.

Es importante señalar que la compra de energía se registra conforme las proyecciones de las áreas técnicas y en concordancia con el estudio de costos 2026.

**Tabla Nro. 41: Proyectado vs Pagado**

| Concepto                | Proyección | Devengado/<br>Pagado | Variación |
|-------------------------|------------|----------------------|-----------|
| Compra de energía       | 1.515,24   | 1.212,48             | 302,76    |
| Gastos                  | 527,29     | 527,29               | -         |
| Mano de obra            | 300,92     | 300,92               | -         |
| Materiales y servicios  | 219,46     | 219,46               | -         |
| Gastos no operacionales | 6,91       | 6,91                 | -         |
| Inversiones             | 146,24     | 146,24               | -         |
| Recursos Propios        | 112,02     | 112,02               | -         |
| Créditos Externos       | 34,22      | 34,22                | -         |

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

El incremento en Obligaciones a Largo Plazo de USD 32,38 millones se da principalmente por: i) aumento de obligaciones con Entidades Financieras por el registro de los Préstamos para financiar proyectos de inversión por USD 28,49 millones; e, ii) incremento de USD 3,89 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 una disminución de USD 323,48 millones, el cual corresponde al registro de la pérdida proyectada para el año 2026 por USD 323,48 millones.

### 8.5. Estado de Resultado Proyectado

**Tabla Nro. 42: Estado de Resultado Proyectado (USD)**

| No. | Estado de Resultados                     | Proyección<br>2025 | Proyección<br>2026 | Variación   | Variación<br>(%) |
|-----|--|--------------------|--------------------|-------------|------------------|
| 1   | Ingresos Operacionales                   | 1.609.008.110      | 1.870.669.390      | 261.661.280 | 16,26%           |
| 2   | Costos y Gastos Operacionales            | 1.838.524.630      | 2.035.621.185      | 197.096.555 | 10,72%           |
| 3   | EBITDA (3 = 1 - 2)                       | -229.516.520       | -164.951.795       | 64.564.726  | -28,13%          |
| 4   | Depreciaciones y Amortizaciones          | 165.601.656        | 168.913.690        | 3.312.033   | 2,00%            |
| 5   | Resultado Operacional (EBIT) (5 = 3 - 4) | -395.118.176       | -333.865.484       | 61.252.692  | -15,50%          |
| 6   | Ingresos No Operacionales                | 17.692.369         | 17.300.647         | -391.722    | -2,21%           |
| 7   | Costos y Gastos No Operacionales         | 3.306.120          | 6.917.791          | 3.611.671   | 109,24%          |
| 8   | Resultado No Operacional (8 = 6 - 7)     | 14.386.249         | 10.382.856         | -4.003.393  | -27,83%          |
| 9   | Resultado Neto (9 = 5 + 8)               | -380.731.927       | -323.482.629       | 57.249.299  | -15,04%          |

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

**Tabla Nro. 43: Estado de Resultados Proyectado por Trimestre (USD)**

| No. | Estado de Resultados          | 1T          | 2T          | 3T          | 4T          | Proyección<br>2026 |
|-----|-------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------------|
| 1   | Ingresos Operacionales        | 430.253.959 | 486.374.042 | 467.667.348 | 486.374.041 | 1.870.669.390      |
| 2   | Costos y Gastos Operacionales | 468.192.872 | 529.261.509 | 508.905.297 | 529.261.507 | 2.035.621.185      |
| 3   | EBITDA (3 = 1 - 2)            | -37.938.913 | -42.887.467 | -41.237.949 | -42.887.467 | -164.951.795       |

| No. | Estado de Resultados                     | 1T          | 2T          | 3T          | 4T          | Proyección<br>2026 |
|-----|--|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------------|
| 4   | Depreciaciones y Amortizaciones          | 38.850.149  | 43.917.559  | 42.228.422  | 43.917.559  | 168.913.690        |
| 5   | Resultado Operacional (EBIT) (5 = 3 - 4) | -76.789.061 | -86.805.026 | -83.466.371 | -86.805.026 | -333.865.484       |
| 6   | Ingresos No Operacionales                | 3.979.149   | 4.498.168   | 4.325.162   | 4.498.168   | 17.300.647         |
| 7   | Costos y Gastos No Operacionales         | 1.591.092   | 1.798.626   | 1.729.448   | 1.798.626   | 6.917.791          |
| 8   | Resultado No Operacional (8 = 6 - 7)     | 2.388.057   | 2.699.542   | 2.595.714   | 2.699.542   | 10.382.856         |
| 9   | Resultado Neto (9 = 5 + 8)               | -74.401.005 | -84.105.483 | -80.870.657 | -84.105.483 | -323.482.629       |

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

### 8.5.1. Ingresos Operacionales

Los ingresos operacionales del presupuesto para el año 2026 ascienden a USD 1.870,69 millones que, comparados con los ingresos operacionales proyectados del año 2025 por USD 1.609,01 millones, proyectan un incremento de USD 261,66 millones, es decir del 16,26%.

Los ingresos operacionales de la Proyección 2026 se establecieron considerando los siguientes rubros del Presupuesto de Operación 2026: i) Ingresos por Venta de Energía por USD 1.720,56 millones, ii) Ingresos por Alumbrado Público por USD 116,12 millones; y, iii) Otros ingresos operacionales por USD 33,99 millones.

### 8.5.2. Gastos y Costos Operacionales

Los gastos y costos operacionales proyectados para el año 2026 ascienden a USD 2.035,62 millones que comparados con los valores proyectados para el año 2025 presentan un aumento de USD 197,09 millones, equivalente al 10,72%.

El Costo de Energía proyectado para el año 2026 por USD 1.515,24 millones fue establecido de acuerdo a las proyecciones determinadas por las áreas técnicas de CNEL EP, motivo por el cual este rubro que corresponde a la compra de energía a generadores públicos y privados constituye una alerta financiera en la aprobación de la Proforma Presupuestaria por el año 2026 para la Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, debido a que la disponibilidad en el Presupuesto de Operación 2026 se ha establecido solo por el valor de USD 1.212,48 millones.

Los gastos y costos operacionales de la proyección 2026 se determinaron considerando los siguientes rubros del Presupuesto de Operación 2026: i) Mano de Obra por USD 300,92 millones y ii) Materiales y Servicios (incluyendo los servicios de comercialización) por USD 219,46 millones.

El detalle de los Gastos y Costos Operacionales se presenta a continuación:

Tabla Nro. 44: Gastos y Costos Operacionales (USD)

| Código | Descripción                   | Proyección<br>2025 | Proyección<br>2026 | Variación      | %      |
|--------|-------------------------------|--------------------|--------------------|----------------|--------|
| 2      | Costos y Gastos Operacionales | 1.838.524.630,28   | 2.035.621.184,93   | 197.096.554,65 | 10,72% |
| 2.1    | Compra de energía             | 1.316.680.237,00   | 1.515.242.586,71   | 198.562.349,71 | 15,08% |
| 2.2.   | Otros costos                  | -                  | -                  | -              | 0,00%  |
| 2.3    | Mano de obra                  | 310.140.000,97     | 300.923.496,40     | -9.216.504,57  | -2,97% |
| 2.4    | Materiales y Servicios        | 211.704.392,31     | 219.455.101,82     | 7.750.709,51   | 3,66%  |

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

No obstante, en el Estudio de Costos 2026 se ha determinado un Déficit Tarifario por USD 312,23 millones por los Costos de Energía para el año 2026.

### 8.5.3. Depreciaciones, Amortizaciones y Deterioro Operacionales

Se estimaron en función de los valores proyectados del año 2026. Estos valores no forman parte del Presupuesto Operativo.

Cabe destacar, que estas proyecciones no contienen las posibles estimaciones de deterioro de las cuentas por cobrar a clientes y por otros activos, debido a que se tiene previsto para el año 2026 entre los principales aspectos, mejorar las gestiones comerciales, especialmente en la recuperación de la cartera vencida y el cumplimiento del plan de recuperación de pérdidas de energía eléctrica.

El detalle de las Depreciaciones y Amortizaciones se presenta a continuación:

**Tabla Nro. 45: Depreciaciones, Amortizaciones y Deterioros Operacionales (USD)**

| Código | Descripción                             | Proyección 2025 | Proyección 2026 | Variación    | %     |
|--------|---|-----------------|-----------------|--------------|-------|
| 4      | Depreciaciones y Amortizaciones         | 165.601.656,38  | 168.913.689,51  | 3.312.033,13 | 2,00% |
| 4.1    | Depreciaciones y bajas de activos fijos | 164.336.806,02  | 167.623.542,14  | 3.286.736,12 | 2,00% |
| 4.2    | Amortización de activos intangibles     | 1.264.850,36    | 1.290.147,36    | 25.297,01    | 2,00% |
| 4.3    | Deterioro de cuentas por cobrar         | -               | -               | -            | 0,00% |
| 4.4    | Deterioro de inventarios                | -               | -               | -            | 0,00% |
| 4.5    | Deterioro de otros activos              | -               | -               | -            | 0,00% |

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

### 8.5.4. Ingresos no operacionales

Los ingresos no operacionales disminuyeron en USD 0,39 millones en relación al valor proyectado para el año 2025.

### 8.5.5. Gastos y costos no operacionales

Los gastos y costos no operacionales aumentaron en USD 3,61 millones. Este rubro corresponde principalmente al licenciamiento (actualización de licencias de software) y los gastos financieros que se realizan cada año. Los gastos y costos no operacionales se encuentran de acuerdo al Presupuesto de Operación 2026 en el rubro otros gastos y gastos financieros.

**Tabla Nro. 46: Detalle Gastos y costos no operacionales (USD)**

| Concepto                               | Proyección 2025     | Proyección 2026     | Variación           |
|--|---------------------|---------------------|---------------------|
| Actualización de licencias de software | 1.872.373,30        | 3.917.791,09        | 2.045.417,79        |
| Gastos financieros                     | 1.433.746,66        | 3.000.000,00        | 1.566.253,34        |
| <b>Total</b>                           | <b>3.306.119,96</b> | <b>6.917.791,09</b> | <b>3.611.671,13</b> |

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

### 8.5.6. Resultado Neto

La suma total de los Ingresos proyectados para el año 2026 (ingresos operacionales y no operacionales) ascienden a USD 1.887,97 millones, los Costos y Gastos proyectados para el año 2026 (gastos y costos operacionales y no operacionales, depreciaciones amortizaciones operacionales y otros egresos) son de USD 2.211,45 millones, obteniéndose una pérdida neta de menos USD 323,48 millones.

Debido al impacto financiero por el Costo de Energía, que para la proyección del año 2026 representa el 81% de los ingresos operacionales, la Corporación presenta esta pérdida neta de menos USD 323,48 millones, ante lo cual se señalan a continuación las alertas y riesgos financieros para CNEL EP:

### 8.5.7. Alertas y riesgos financieros

- Si el Ministerio de Economía y Finanzas continúa con los débitos unilaterales a las cuentas bancarias de CNEL EP al amparo al Convenio de Liquidez del Sector Público, continuaría causando una afectación considerable al flujo de caja que seguiría impactando en la liquidez de la Corporación, en caso de que dichos débitos deriven en Convenios de Excedentes. Es importante señalar que en el mes de octubre de 2025 fueron debitados USD 10 millones, ante lo cual el saldo acumulado es USD 16 millones.
- Si la Corporación mantiene pérdidas de energía importantes, que para noviembre del año 2025 eran de 20,19%, incumpliendo la meta nacional de 11,93% para las pérdidas de energía, esto causaría que CNEL EP no cuente con recursos para cubrir sus obligaciones, principalmente con generadores públicos y privados, y dependa de recursos que no provienen de la tarifa como el Déficit Tarifario.
- Si la Corporación sigue siendo sujeta de demandas y sentencias judiciales por temas laborales, que comprometan de manera significativa los recursos de CNEL EP, continuará ocasionando que estas erogaciones no previstas desplacen los gastos en Inversiones para Calidad y Expansión o comprometan la Operación y Mantenimiento de CNEL EP.
- Si el Ministerio de Economía y Finanzas, de conformidad con los valores reportados por CNEL EP y remitidos por el Ministerio de Ambiente y Energía al Ente Rector de las Finanzas Públicas, no cancela los subsidios a los que tiene derecho la Corporación en concordancia con la normativa legal vigente del sector eléctrico por Tarifa de la Dignidad, Ley del Anciano, Proyecto PEC, Subsidio por Discapacidad y resoluciones de la ARCONEL, continuará causando una afectación considerable al flujo de caja que seguiría impactando en la liquidez de la Corporación, que disminuye la capacidad de CNEL EP en pagar sus obligaciones a generadores públicos y privados; así como, proveedores de bienes y servicios. El monto de estos subsidios asciende a USD 315,67 millones a la presente fecha.
- Si la Corporación no cuenta con recursos para cubrir las obligaciones por la Compra de Energía debido al incremento en los costos de generación de acuerdo a las proyecciones de estiaje para el año 2026 en concordancia con los estiajes ocurridos en los años 2023 y 2024, esto causaría que el techo presupuestario no alcance para el pago a Generadores Públicos y Privados y que se requiera obtener recursos que no provienen de la tarifa como el Déficit Tarifario. El Déficit Tarifario para el año 2025 fue USD 336 millones y para el año 2026 USD 312,23 millones de acuerdo a los estudios de costos de cada año.
- Si no se implementan los procesos administrativos financieros a través del ERP causaría que no se integren los diferentes procesos que generan impacto en la Gestión Financiera



lo que impactaría en el poco control financiero generando pérdidas económicas y la no oportuna información para la toma de decisiones.

- Los cambios constantes en la administración (autoridades) en CNEL EP, reduce la capacidad de ejecución presupuestaria, principalmente en la inversión, lo que no permite continuar con los procesos planificados en el año.

En virtud de lo expuesto, se puede indicar que:

- CNEL EP requiere el reconocimiento del Déficit Tarifario por USD 312,23 millones, de acuerdo al Estudio de Costos 2026, para alcanzar equilibrio financiero para continuar con la prestación del servicio público de energía dentro del área de concesión de la Corporación de manera oportuna y eficiente.
- CNEL EP se expone a una crisis de liquidez y rentabilidad conforme la evaluación de los indicadores financieros de no recibir los recursos provenientes del Déficit Tarifario establecido por USD 312,23 millones.
- CNEL EP enfrenta continuar con el incremento en aproximadamente USD 303,29 millones de las deudas por la compra de energía a generadores públicos y privados, principalmente CELEC EP, por no contar con el Déficit Tarifario.
- CNEL EP puede tener patrimonio negativo para el año 2027 si continúa con pérdidas financieras por montos de más de USD 324,01 millones en los próximos años.

Concomitantemente, CNEL EP debe emprender acciones a corto y mediano plazo que permitan coadyuvar al equilibrio financiero, entre las cuales se tienen las siguientes:

- Mejorar la recuperación de la cartera vencida de CNEL EP, para no generar provisiones de deterioro de cuentas por cobrar clientes. Para el año 2026 se tiene previsto recuperar un 5% de la cartera vencida, de acuerdo al plan comercial.
- Dar seguimiento al cumplimiento del Plan de Reducción de Pérdidas de Energía de CNEL EP, mediante se espera alcanzar un nivel de pérdida de 19,95% para el 2026.
- Revisar el pliego tarifario de CNEL EP así como los subsidios que afectan los ingresos de CNEL EP, tal como ha ocurrido con la eliminación de los subsidios eléctricos para los consumidores de alto voltaje 1 (AV1), de tal manera que se incrementen a corto plazo los ingresos por facturación de CNEL EP. Para el año 2026 se tiene previsto un incremento por venta de energía y alumbrado público con respecto al 2025 de USD 268, 53 millones.
- Dar seguimiento a los costos de energía a corto plazo y mediano plazo, con el propósito de validar el impacto de la compra de energía en la estructura de costos y gastos de CNEL EP para que el ARCONEL en conjunto con el Ministerio del Ambiente y Energía (MAE) determinen y gestionen de manera adecuada y oportuna el reconocimiento del Déficit Tarifario para la Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, de corresponder. El déficit tarifario determinado en el estudio de costos 2026 asciende al valor de USD 312,23 millones.
- Constituir un Comité de Presupuesto, para dar seguimiento permanente al Presupuesto de Inversiones que debe determinar los proyectos necesarios para que CNEL EP pueda cumplir de manera efectiva y eficiente con la prestación del servicio público de energía eléctrica dentro de su área de concesión, con el propósito de ejecutar la reposición (calidad) y expansión de la infraestructura eléctrica de la Corporación y garantizar la continuidad operativa de CNEL EP en la distribución y comercialización de energía eléctrica en los próximos años. Se estima para el año 2026 alcanzar una ejecución presupuestaria de inversión del 90%.

- Continuar con la aplicación de convenios de extinción de obligaciones por los subsidios, tales como Tarifa de la Dignidad, Ley Orgánica de las Personas Adultas Mayores y la Ley Orgánica de Discapacidades, registrados por CNEL EP y las obligaciones por compra de energía, para no generar provisiones de deterioro de cuentas por cobrar por estos subsidios. CNEL EP a la presente fecha cuenta con valores para compensar por subsidios de USD 324,58 millones y deudas con CELEC EP de USD 629,48 millones.
- Coordinar las gestiones administrativas para que el MEF no realice débitos unilaterales a las cuentas bancarias de CNEL EP al amparo del Convenio de Liquidez. Es importante señalar que en el mes de octubre de 2025 fueron debitados USD 10 millones, ante lo cual el saldo acumulado es USD 16 millones.
- Si bien los gastos administrativos y de venta, que corresponden a la mano de obra, bienes y servicios, de CNEL EP no ocasionan un impacto financiero en los resultados negativos de la Corporación, se debe revisar la optimización del gasto para operación y mantenimiento, que incluye la actualización e implantación de la estructura organizacional de la Corporación, la negociación del Contrato Colectivo de CNEL EP y la liquidación de los anticipos de retroactivos por contratación colectiva así como la Sentencia 1788-24-EP/25 del Caso 1788-24-EP de la Corte Constitucional del Ecuador emitida el 14 de febrero de 2024, la simplificación de los procesos de contratación a través de listados normalizados para la contratación por catálogo electrónico de los bienes y servicios bajo un esquema descentralizado con las Unidades de Negocio de CNEL EP.
- Continuar con la implementación del sistema financiero ERP para garantizar que las operaciones de CNEL EP se realicen en un sistema integrado y que los registros sean efectuados de manera oportuna y con los respectivos controles tecnológicos, operativos y financieros.
- Coordinar las gestiones para mejorar el gobierno corporativo de CNEL EP, debido a que del año 2015 al año 2025 ha habido 29 Gerentes Generales en la Corporación, que denota un cambio constante de autoridades, que impacta sobre administradores en las Unidades de Negocio así como gerentes corporativos y demás autoridades del jerárquico superior en CNEL EP.
- Impulsar la implementación de las normas ISO que son estándares internacionales establecidos por la Organización Internacional de Normalización (ISO por sus siglas en inglés) dado que contiene requisitos para que CNEL EP brinde el servicio de prestación de energía eléctrica en cumplimiento de sus objetivos de manera segura y eficiente. Actualmente, la Corporación cuenta con la certificación ISO 37001 por la gestión antisoborno; sin embargo, se deben considerar otras normas tales como la 9001 para un sistema de gestión de calidad.

## 8.6. Flujo de Caja Proyectado

Tabla Nro. 47: Flujo de Caja Proyectado 2025 - 2026 (USD)

| CONCEPTO  | PROYECCIÓN 2025      | PROYECCIÓN 2026      |
|---|----------------------|----------------------|
| <b>SALDO INICIAL DE EFECTIVO</b>                  | <b>15.956.043</b>    | <b>15.269.832</b>    |
| Venta de Energía Consumidores y Alumbrado Público | 1.533.335.512        | 1.795.902.669        |
| Ingresos que no son Venta de Energía              | 58.552.072           | 51.293.141           |
| Recursos para Inversión                           | 30.000.000           | 28.481.023           |
| <b>ENTRADAS DE EFECTIVO</b>                       | <b>1.621.887.585</b> | <b>1.875.676.833</b> |
| Costo de Energía Comprada                         | 949.017.296          | 1.212.475.774        |
| Mano de Obra                                      | 310.140.001          | 300.923.496          |

| CONCEPTO   | PROYECCIÓN 2025      | PROYECCIÓN 2026      |
|--|----------------------|----------------------|
| Materiales y Servicios                                       | 211.704.392          | 219.455.102          |
| Utilización Recursos Planes de Inversión - Recursos Propios  | 119.284.079          | 112.018.737          |
| Utilización Recursos Planes de Inversión - Créditos Externos | 29.121.907           | 34.220.446           |
| Documentos/Cuentas por pagar (Retroactivos CC)               | 0                    |                      |
| Otros egresos de efectivo                                    | 3.306.120            | 6.917.791            |
| <b>EGRESOS DE EFECTIVO</b>                                   | <b>1.622.573.796</b> | <b>1.886.011.346</b> |
| <b>SALDO FINAL DEL EFECTIVO</b>                              | <b>15.269.832</b>    | <b>4.935.319</b>     |

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 2026 asciende a USD 1.682,36 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 2026 se ha proyectado en USD 113,54 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 2026 asciende a USD 51,29 millones.

Los Ingresos de Inversión se componen del financiamiento externos provenientes de multilaterales de crédito, en este caso de la Corporación Andina de Fomento (CAF) para la ejecución del programa de inversión CAF, por el importe de USD 28,48 millones

El incremento en las entradas de efectivo del flujo de caja proyectado del año 2026 en relación al flujo de caja proyectado del año 2025, 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 (CAF).

### 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 2026 por el monto de USD 1.212,48 millones.

Los gastos de operación incluyen los rubros de Mano de Obra, Materiales y Servicios que ascienden a USD 520,38 millones, que han sido considerados durante el año 2026. Los pagos de inversión con recursos de financiamiento de créditos externos USD 34,22 millones cuya ejecución está supeditada a la acreditación oportuna de recursos por partes de los entes rectores.

Los pagos de Inversión con financiamiento propio, tales como calidad, expansión entre otros se proyectan por el importe de USD 112,02 millones.

Los egresos de efectivo del flujo de caja proyectado del año 2026 se incrementan en relación al flujo de caja proyectado del año 2025, 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 de energía eléctrica.

### 8.7. Presupuesto Empresarial

Con Oficio Circular Nro. MEF-VGF-2025-0009-C de 16 de septiembre de 2025, el Ministerio de Economía y Finanzas, comunicó a las máximas autoridades de las Instituciones Públicas, las “DIRECTRICES PARA LA ELABORACIÓN DE LA PROFORMA DEL PRESUPUESTO GENERAL DEL ESTADO 2026 Y PROGRAMACIÓN PRESUPUESTARIA CUATRIENAL 2026 - 2029”, para su conocimiento y aplicación.

Para el caso de las empresas públicas de la Función Ejecutiva (EPs), dichas directrices se enfocaron en alcanzar los objetivos económicos y sociales del Programa Económico del Gobierno Nacional, dichos objetivos se enfocan en 1) consolidar las bases para la sostenibilidad fiscal, 2) promover el crecimiento económico y proteger a los sectores más vulnerables, así como en específico, 3) incrementar la eficiencia de las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social (incrementar los ingresos de autogestión; mejorar la calidad y eficiencia del gasto público y reducir las presiones de financiamiento).

En este contexto, con fecha 17 de septiembre de 2025 a través de oficio circular Nro. MEF-SRF-2025-0007-C, esta Cartera de Estado socializó a las empresas públicas de la Función Ejecutiva el cronograma de revisión de las proformas presupuestarias 2026, las mismas que se realizaron mediante reuniones con cada EP, entre el lunes 29 de septiembre y miércoles 08 de octubre de 2025; por lo cual, se solicitó direccionar al equipo técnico necesario y gestionar la designación de un delegado del Ministerio Rector de la EP.

Posteriormente, este Despacho comunicó a través del Memorando Nro. MEF-SRF-2025-0638-M de 20 de octubre de 2025, como parte del proceso de formulación de la Proforma del Presupuesto General del Estado (PGE) 2026, y dentro de la cual, se consideran las cifras que lo financiarían a través de los excedentes 2026 de las empresas públicas, y a su vez, las asignaciones de recursos fiscales a las EP desde el PGE, o a través del proceso de liquidación de costos y gastos por instrucción al Banco Central del Ecuador.

Mediante Oficio Nro. MEF-SRF-2025-1101-O, de 11 de diciembre de 2025, el Ministerio de Economía y Finanzas otorgó la conformidad presupuestaria a la Proforma 2026 de la Empresa Pública Corporación Nacional de Electricidad - CNEL EP, la misma que se presenta a continuación:

Tabla Nro. 48: Presupuesto Definitivo 2026 (USD)

| GRUPO<br>MEF | NOMBRE<br>GRUPO MEF | PRESUPUESTO<br>PRORROGADO<br>2025 | CONFORMIDAD<br>2025 | EJECUCIÓN<br>NOVIEMBRE<br>2025 | CONFORMIDAD<br>2026 | VARIACIÓN      |
|--------------|---------------------|-----------------------------------|---------------------|--------------------------------|---------------------|----------------|
|              | Ingresos Corrientes | 1.654.951.775,22                  | 1.626.700.479,13    | 1.482.736.866,61               | 1.887.970.037,01    | 261.269.557,88 |



| GRUPO MEF                         | NOMBRE GRUPO MEF                       | PRESUPUESTO PRORROGADO 2025 | CONFORMIDAD 2025        | EJECUCIÓN NOVIEMBRE 2025 | CONFORMIDAD 2026        | VARIACIÓN             |
|-----------------------------------|--|-----------------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|-----------------------|
| 13                                | Tasas y Contribuciones                 | 107.334.680,64              | 108.968.940,48          | 96.489.851,76            | 116.118.890,76          | 7.149.950,28          |
| 14                                | Venta de Bienes y Servicios            | 1.493.502.897,39            | 1.459.179.466,44        | 1.329.698.837,53         | 1.720.558.005,43        | 261.378.538,99        |
| 17                                | Renta de Inversiones y Multas          | 15.448.832,03               | 30.340.105,26           | 37.694.280,22            | 31.389.003,96           | 1.048.898,70          |
| 19                                | Otros Ingresos                         | 38.665.365,16               | 28.211.966,95           | 18.853.897,10            | 19.904.136,86           | -8.307.830,09         |
| <b>Ingresos de Financiamiento</b> |  | <b>570.894.765,58</b>       | <b>362.771.801,61</b>   | <b>0</b>                 | <b>362.912.453,27</b>   | <b>140.651,66</b>     |
| 36                                | Financiamiento Público                 | 47.104.397,95               | 30.000.000,00           | 0                        | 28.481.022,75           | -1.518.977,25         |
| 37                                | SalDOS Disponibles                     | 5.327.010,48                | 8.815.252,48            | 0                        | 10.474.881,39           | 1.659.628,91          |
| 38                                | Cuentas Pendientes por Cobrar          | 518.463.357,15              | 323.956.549,13          | 0                        | 323.956.549,13          | 0                     |
| <b>TOTAL INGRESOS</b>             |  | <b>2.225.846.540,80</b>     | <b>1.989.472.280,74</b> | <b>1.482.736.866,61</b>  | <b>2.250.882.490,28</b> | <b>261.410.209,54</b> |
| <b>Egresos Corrientes</b>         |  | <b>208.259.440,47</b>       | <b>183.068.107,88</b>   | <b>118.705.135,46</b>    | <b>189.002.437,41</b>   | <b>5.934.329,53</b>   |
| 51                                | Masa Salarial Corriente                | 61.713.758,85               | 57.822.702,95           | 45.140.481,39            | 51.270.058,18           | -6.552.644,77         |
| 52                                | Prestaciones de la Seguridad Social    | 49.213.638,82               | 58.134.788,97           | 48.777.130,13            | 60.155.788,97           | 2.021.000,00          |
| 53                                | Bienes y Servicios de Consumo          | 28.445.791,83               | 16.637.508,21           | 15.127.059,56            | 22.011.825,46           | 5.374.317,25          |
| 57                                | Otros Gastos Corriente                 | 11.020.146,40               | 10.335.003,55           | 9.660.464,38             | 6.572.757,28            | -3.762.246,27         |
| 58                                | Transferencias o Donaciones Corrientes | 57.866.104,57               | 40.138.104,20           | 0                        | 48.992.007,52           | 8.853.903,32          |
| <b>Egresos de Producción</b>      |  | <b>1.281.604.287,88</b>     | <b>1.321.511.269,71</b> | <b>1.068.117.591,88</b>  | <b>1.591.684.320,49</b> | <b>270.173.050,78</b> |
| 61                                | Masa Salarial Producción               | 186.206.931,52              | 191.692.823,59          | 159.255.137,77           | 186.543.736,28          | -5.149.087,31         |
| 63                                | Bienes y Servicios de Producción       | 1.077.348.525,15            | 1.118.774.186,30        | 897.565.385,03           | 1.391.218.770,98        | 272.444.584,68        |
| 67                                | Otros Gastos de Producción             | 18.048.831,21               | 11.044.259,82           | 11.297.069,08            | 13.921.813,23           | 2.877.553,41          |
| <b>Egresos de Inversión</b>       |  | <b>187.065.459,55</b>       | <b>148.405.986,02</b>   | <b>64.892.168,82</b>     | <b>146.239.183,25</b>   | <b>-2.166.802,77</b>  |
| 75- 84                            | Inversiones                            | 187.065.459,55              | 148.405.986,02          | 64.892.168,82            | 146.239.183,25          | -2.166.802,77         |
| <b>Pasivo Circulante</b>          |  | <b>548.917.352,90</b>       | <b>336.486.917,13</b>   | <b>2.934.972,85</b>      | <b>323.956.549,13</b>   | <b>-12.530.368,00</b> |
| 97                                | Pasivos                                | 548.917.352,90              | 336.486.917,13          | 2.934.972,85             | 323.956.549,13          | -12.530.368,00        |
| <b>TOTAL EGRESOS</b>              |  | <b>2.225.846.540,80</b>     | <b>1.989.472.280,74</b> | <b>1.254.649.869,01</b>  | <b>2.250.882.490,28</b> | <b>261.410.209,54</b> |

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

### 8.7.1. Presupuesto de Ingresos

La Proforma Presupuestaria de ingresos para el año 2026, de acuerdo a las proyecciones y estimaciones de la Gerencia Comercial que se hicieron para el año 2026, asciende a USD 2.250.882.490,27.

#### 8.7.1.1. Ingresos Corrientes

##### 8.7.1.1.1. Tasas y contribuciones

Corresponde a la tasa que se recauda por concepto de Alumbrado Público General el mismo asciende a USD 116,12 millones, que presenta un incremento de USD 7,15 millones, en relación al Presupuesto 2025.



### 8.7.1.1.2. Venta de bienes y servicios

Corresponde a la Venta de Energía y Peajes por el uso de redes de subtransmisión y distribución es de USD 1.720,59 millones (1.714,23 millones por venta de energía y USD 6,33 millones por peajes).

### 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 suman USD 31,39 millones, existiendo una variación de USD 1,05 millones con el presupuesto 2025.

### 8.7.1.1.4. Otros ingresos

Dentro de este rubro se realizaron las proyecciones correspondientes a los ingresos de gestión de cobro, mercado ocasional y las comisiones cobradas a terceros los cuales suman USD 19.904.136,86 existiendo una variación con el presupuesto 2025 de USD - 8.307.830,09.

### 8.7.1.2. Ingresos de financiamiento

Están conformados por los recursos obtenidos por el Estado, a través de la captación del ahorro interno o externo para financiar prioritariamente proyectos de inversión y los saldos de ejercicios anteriores.

Tabla Nro. 49: Ingresos de Financiamiento (USD)

| GRUPO MEF                         | NOMBRE GRUPO MEF              | PRESUPUESTO PRORROGADO 2025 | CONFORMIDAD 2025      | EJECUCIÓN NOVIEMBRE 2025 | CONFORMIDAD 2026      | VARIACIÓN         |
|-----------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|-----------------------|--------------------------|-----------------------|-------------------|
| 36                                | Financiamiento Público        | 47.104.397,95               | 30.000.000,00         | 0,00                     | 28.481.022,75         | -1.518.977,25     |
| 37                                | Saldos Disponibles            | 5.327.010,48                | 8.815.252,48          | 0,00                     | 10.474.881,39         | 1.659.628,91      |
| 38                                | Cuentas Pendientes por Cobrar | 518.463.357,15              | 323.956.549,13        | 0,00                     | 323.956.549,13        | 0,00              |
| <b>INGRESOS DE FINANCIAMIENTO</b> |                               | <b>570.894.765,58</b>       | <b>362.771.801,61</b> | <b>0,00</b>              | <b>362.912.453,27</b> | <b>140.651,66</b> |

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

### 8.7.1.2.1. Financiamiento público

Se refiere a los montos por las transferencias a CNEL EP para el año 2026 de créditos externos CAF por USD 28,48 millones. Estos recursos CAF, provienen de las transferencias del MEF, solicitadas por el MEM, para la ejecución de los Programas de Inversión con créditos externos.

### 8.7.1.2.2. Saldos disponibles

Se refiere a los saldos iniciales de caja con recursos propios por el valor de USD 4,73 millones y de recursos externos por el valor de USD 5,74 millones.

### 8.7.1.2.3. Cuentas por cobrar disponibles

Se consideró el monto de USD 323,96 millones, para realizar los respectivos cruces de cuentas de los anticipos por concepto de retroactivos de las sentencias judiciales por

contratación colectiva, al personal de código de Trabajo y LOEP, los cuales hasta la presente fecha no han sido liquidados.

## **8.7.2. Presupuesto de Egresos**

### **8.7.2.1. Egresos corrientes**

#### **8.7.2.1.1. Masa salarial corriente y Prestaciones de la seguridad social**

En el Grupo 51 – Masa Salarial Corriente, se registran los componentes de mano de obra que comprenden sueldos, salarios y beneficios sociales destinados al personal administrativo, por un valor total de USD 51,27 millones. Existe una variación de USD 6,55 millones en relación al presupuesto definitivo 2025.

Por su parte, en el Grupo 52 – Prestaciones de la Seguridad Social, se contabilizan las erogaciones correspondientes a la pensión jubilar de exfuncionarios, las indemnizaciones por desahucio y la indemnización por jubilación, cuyo monto asciende a USD 60,16 millones.

Este grupo presenta un incremento de USD 2,02 millones debido a que el Directorio mediante Sesión Extraordinaria del Directorio de CNEL EP, celebrada el 24 de julio de 2025, resolvió implementar un proceso de optimización del talento humano en la Corporación, el cual contempla la terminación de relaciones laborales bajo la figura de despido intempestivo, conforme las normas generales para la regulación de condiciones de trabajo con servidores de carrera y obreros, establecidas en el artículo 30 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas (LOEP).

#### **8.7.2.1.2. Bienes y servicios de consumo**

El valor de este grupo para el año 2026 corresponde USD 22,01 millones y comprende los bienes y servicios de la parte administrativa de la Corporación, existe una variación de USD 5,37 millones en relación en el aprobado en el presupuesto 2025.

#### **8.7.2.1.3. Otros gastos corrientes**

El monto programado para la proforma definitiva 2026 asciende a USD 6,57 millones, en este grupo se considera reconocer obligaciones de carácter normativo tales como CENACE y ECUACIER, así también, las pólizas de seguros de los bienes institucionales y comisiones bancarias.

#### **8.7.2.1.4. Transferencias y donaciones corrientes**

El monto presupuestado para el año 2026 en este grupo asciende a USD 48,99 millones, en el cual se registra el valor correspondiente a la Contribución del 5 x mil, calculada sobre el total de ingresos anuales de la Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP por el valor de USD 8,08 millones.

Adicional en este grupo el Ministerio de Economía y Finanzas consideró un Superávit Proyectado de USD. 40,91 millones.

### **8.7.2.2. Egresos de producción**

En el presupuesto de producción se incluyen todas aquellas asignaciones destinadas a los procesos que agregan valor dentro de la operación de la empresa, tales como las etapas funcionales de distribución, subtransmisión, comercialización y alumbrado público. Es decir, comprende todos los costos directamente relacionados con el giro del negocio.

Adicionalmente, en este apartado se registran los valores correspondientes a la compra de energía, indispensables para garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

#### **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 para el año 2026 es de USD 186,54 millones, existiendo una reducción de 5,15 millones con el presupuesto definitivo 2025.

#### **8.7.2.2.2. Bienes y servicios de producción y Compra de energía**

El valor definitivo para el Presupuesto del año 2026 es de USD 1.391,22 millones, en este grupo se encuentran principalmente los siguientes conceptos:

- Compra de Energía a Generadores Públicos y Privados, primordialmente a CELEC EP, siendo el rubro más importante con un valor de USD 1.212,48 millones.
- Servicios Comerciales tales como corte y reconexión, entrega de avisos, Lectorización, inspecciones, entre otros, por un valor de USD 62,42 millones.
- Servicios de Operación y Mantenimiento del sistema eléctrico por un valor de USD 30,75 millones.
- Otros rubros de Bienes y Servicios para la Producción por un valor de USD 85,57 millones.

#### **8.7.2.2.3. Otros gastos de producción**

Se consideran las obligaciones de carácter normativo tales como matrículas de vehículos operativos, tasas ambientales y pólizas de seguros de bienes operativos por el valor de USD 13,92 millones.

#### **8.7.2.3. Presupuesto de Inversión y de Capital**

Los gastos de inversión de la empresa corresponden a aquellos desembolsos destinados a la creación de infraestructura y a la adquisición o generación de bienes de naturaleza inventariable, necesarios para el adecuado funcionamiento de los servicios institucionales, así como a otros gastos de carácter amortizable.

Los bienes de inversión presentan las siguientes características:

- No están destinados al consumo inmediato.
- Poseen una vida útil superior al ejercicio presupuestario.
- Son susceptibles de inclusión en Propiedad, Planta y Equipo (PPE) e inventario.
- Constituyen gastos no reiterativos.

El presupuesto de capital comprende el total de las asignaciones destinadas a la creación y conservación de bienes de capital, así como a la adquisición de bienes inmuebles que contribuyan a acrecentar y preservar los activos físicos, patrimoniales y financieros de la empresa. Incluye, entre otros, los recursos orientados a la construcción, mejora y mantenimiento de las líneas, redes eléctricas e infraestructura asociada.

**Tabla Nro. 50: Presupuesto de Inversión (USD)**

| GRUPO MEF                         | NOMBRE GRUPO MEF | PRESUPUESTO PRORROGADO 2025 | CONFORMIDAD 2025      | EJECUCIÓN OCTUBRE 2025 | CONFORMIDAD 2026      | VARIACIÓN             |
|-----------------------------------|------------------|-----------------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|
| 75- 84                            | Inversiones      | 187.065.459,55              | 148.405.986,02        | 64.892.168,82          | 146.239.183,25        | -2.166.802,77         |
| <b>TOTAL EGRESOS DE INVERSIÓN</b> |                  | <b>187.065.459,55</b>       | <b>148.405.986,02</b> | <b>64.892.168,82</b>   | <b>146.239.183,25</b> | <b>(2.166.802,77)</b> |

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

#### 8.7.2.4. Pasivo circulante

En la aplicación del financiamiento de la Corporación se presenta el pasivo circulante por USD 323,96 millones, el cual corresponde a los anticipos pagados a los trabajadores por concepto de sentencias judiciales y actos administrativos.

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 2026.

**Tabla Nro. 51: Índices Financieros**

| Tipo         | Indicador                                  | Fórmula del Indicador                                     | Proyección 2025 | Proyección 2026 |
|--------------|--|---|-----------------|-----------------|
| Liquidez     | Liquidez corriente                         | Activos corrientes / Pasivos corrientes                   | 0,47            | 0,41            |
|              | Prueba ácida                               | Activo Corriente – Inventarios / total pasivos corrientes | 0,36            | 0,31            |
| Solvencia    | Endeudamiento del activo                   | Pasivo total / Activo total                               | 0,81            | 0,91            |
|              | Endeudamiento patrimonial                  | Pasivo total / Patrimonio                                 | 4,20            | 10,22           |
|              | Apalancamiento                             | Activo total / Patrimonio                                 | 5,20            | 11,24           |
| Gestión      | Impacto de Gastos Administrativos y Ventas | Gastos Administrativos y Ventas / Ventas                  | 0,32            | 0,28            |
| Rentabilidad | Rentabilidad sobre el Activo               | Utilidad Neta / Total Activo                              | 0,12            | -0,10           |
|              | Rentabilidad sobre el Patrimonio           | Utilidad Neta / Total Patrimonio                          | 0,63            | -1,15           |

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

**Tabla Nro. 52: Índices Financieros Proyección 2026 – Trimestral**

| Tipo     | Indicador          | Fórmula del Indicador                   | 1T   | 2T   | 3T   | 4T   |
|----------|--------------------|---|------|------|------|------|
| Liquidez | Liquidez corriente | Activos corrientes / Pasivos corrientes | 0,42 | 0,40 | 0,42 | 0,41 |

| Tipo         | Indicador   | Fórmula del Indicador  | 1T    | 2T    | 3T    | 4T    |
|--------------|---|--|-------|-------|-------|-------|
|              | Prueba ácida  | Activo Corriente<br>– Inventarios /<br>total pasivos<br>corrientes | 0,32  | 0,31  | 0,32  | 0,31  |
| Solvencia    | Endeudamiento<br>del activo                         | Pasivo total /<br>Activo total                                     | 0,93  | 0,89  | 0,93  | 0,91  |
|              | Endeudamiento<br>patrimonial                        | Pasivo total /<br>Patrimonio                                       | 10,45 | 10,03 | 10,45 | 10,22 |
|              | Apalancamiento                                      | Activo total /<br>Patrimonio                                       | 11,47 | 11,01 | 11,47 | 11,22 |
| Gestión      | Impacto de<br>Gastos<br>Administrativos<br>y Ventas | Gastos<br>Administrativos<br>y Ventas /<br>Ventas                  | 0,28  | 0,27  | 0,28  | 0,28  |
| Rentabilidad | Rentabilidad<br>sobre el Activo                     | Utilidad Neta /<br>Total Activo                                    | -0,11 | -0,10 | -0,11 | -0,10 |
|              | Rentabilidad<br>sobre el<br>Patrimonio              | Utilidad Neta /<br>Total Patrimonio                                | -1,18 | -1,13 | -1,18 | -1,15 |

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 un aumento de las cuentas por cobrar, así como un incremento de las cuentas por pagar por la compra de energía conforme las proyecciones del flujo de caja para el año 2026 y el Presupuesto 2026.

Los indicadores de Solvencia denotan que existe un aumento del endeudamiento, que se evidencia principalmente por el incremento de las cuentas por pagar por compra de energía.

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 2026.

Los indicadores de Rentabilidad muestran que la Corporación no cubre sus costos y gastos y que los resultados generan un rendimiento negativo sobre los Activos y el Patrimonio para el Presupuesto 2026. En la proyección del año 2025 se registraron pérdidas netas de igual manera.

## 8.9. Indicadores y Metas del Plan Financiero 2026

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

Tabla Nro. 53: Cuadro de metas e indicadores del Plan Financiero 2026

| Objetivo Estratégico  | Objetivo Operativo                                | Indicador  | Fórmula   | Unidad | Línea Base 2025 | Meta 2026 |
|---|---|--|---|--------|-----------------|-----------|
| OE4.- Optimizar la gestión financiera, la asignación y ejecución de recursos. | Optimizar la Gestión Financiera y el Cumplimiento | 1.-% Ejecución presupuestaria de Operación (C y G) | Devengado operación<br>-----X 100<br>Codificado operación | %      | 78,88%          | 90%       |



| Objetivo Estratégico | Objetivo Operativo | Indicador   | Fórmula   | Unidad | Línea Base 2025 | Meta 2026 |
|----------------------|--------------------|---|---|--------|-----------------|-----------|
|                      | de Obligaciones    | 2.-% Ejecución presupuestaria inversión ejercicio corriente | $\frac{\text{Devengado inversión (corriente)}}{\text{Codificado inversión (corriente)}} \times 100$ | %      | 21,06%          | 90%       |
|                      |                    | 3.-% Ejecución presupuestaria inversión de arrastre         | $\frac{\text{Devengado inversión (arrastre)}}{\text{Codificado inversión (arrastre)}} \times 100$   | %      | 57,21%          | 90%       |
|                      |                    | 4.-% Ejecución de recursos multilaterales                   | $\frac{\text{Ejecutado}}{\text{Planificado}} \times 100$  | %      | 21,01%          | 90%       |
|                      |                    | 5.-Margen EBITDA  | $\frac{\text{Rentabilidad Operativa}}{\text{Ingresos Operacionales}} \times 100$                    | %      | -14,26%         | -8,82%    |
|                      |                    | 6.-Razón de Endeudamiento Patrimonial                       | $\frac{\text{Pasivo Total}}{\text{Patrimonio}}$   | Ratio  | 4,20            | 10,22     |
|                      |                    | 7.-Margen Neto  | $\frac{\text{Resultado Neto}}{\text{Ingresos Totales}}$   | %      | -23,41%         | -17,13%   |
|                      |                    | 8.-Liquidez Corriente                                       | $\frac{\text{Activos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$                                       | Ratio  | 0,47            | 0,41      |

Fuente: Gerencia Administrativa Financiera  
(\*) Línea base Información con corte a Noviembre 25

## 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 2025-2029, 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 Ambiente y Energía MAE.

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. 54: 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 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. | 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 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.           | 1. Déficit presupuestario.<br>2. Incremento en las cuentas por pagar.   |
| 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 <sup>14</sup> : Validación con Dueños de Macro-Procesos Agregadores de Valor<br>2.- Construcción de Cadena de Valor: Validación con Gerencias Corporativas<br>3.-Propuesta Modelo de Gestión: Validación con Dueños de Macroprocesos Sustantivos y Adjettivos OFC/Uns<br>4.-Propuesta de Estructura Orgánica CNEL EP<br>5.- Propuesta de Estatuto Orgánico para | 1. Incumplimiento de regulaciones, normas emitidas por los entes de control en cuanto a la gestión operativa y administrativa de la Corporación.<br>2.- Las atribuciones, productos y responsabilidades no se especifican de manera clara, precisa y concisa en la estructura organizacional vigente. |

<sup>14</sup> OFC: Oficina Central

| DESCRIPCIÓN DEL RIESGO   | PLAN DE ACCIÓN  | CONSECUENCIA DE LA MATERIALIZACIÓN DEL RIESGO  |
|--|---|--|
|  | <p>Gestión Organizacional por Procesos (E.O.P.)</p> <p>6.-Notificar el inicio de reforma o desarrollo del E.O.P</p> <p>7.- Conformación de Asistencia Técnica y Acompañamiento</p> <p>8.-Presentación de Propuesta Final</p> <p>9.- Presentación del EOP al MAE</p> <p>10.-Presentación de Documentos de Soporte</p> <p>11.-Convocatoria del Comité Técnico</p> <p>12.-Solicitud de emisión de dictamen favorables a GG de MAE</p> <p>13.-Presentación de EOP a delegados del Directorio</p> <p>14.-Ejecución de Directorio para aprobación de EOP de CNEL EP.</p>                      |  |
| 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.  | <p>1.-Asociación con empresas privadas para desarrollar proyectos que no tienen financiamiento.</p> <p>2.- Financiamiento de proyectos de reducción de pérdidas con recursos propios.</p>   | <p>1. Incremento de índice de pérdidas</p> <p>2. Subvaloración de cuenta de facturación</p>  |
| Si no se elaboran los Planes de Reducción de Riesgos de Desastres PRRD causarían 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.                 | <p>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.</p> <p>2.- Recolección de información sobre medidas de mitigación realizada por las áreas afectadas.</p> <p>3.- Elaboración del documento de PRRD</p>   | <p>1.- Vulnerabilidad incrementada: Sin un PRRD, la infraestructura de servicio queda expuesta a riesgos sin haber implementado medidas específicas para reducir su vulnerabilidad.</p> <p>2.- Interrupción del servicio: La falta de medidas de mitigación adecuadas aumenta la probabilidad de interrupción del servicio durante y después de un desastre.</p> <p>3.- Impacto en la comunidad: La continuidad del servicio es crucial para el bienestar de la comunidad. Si la infraestructura crítica falla 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.</p> <p>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.</p> |
| Si no se realiza la implementación del programa de gestión de continuidad de negocio causarían 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. | <p>1.- Actualizar las Políticas de Gestión de Riesgos de CNEL EP</p> <p>2.- Diseñar metodologías e instructivos para la elaboración del BIA<sup>15</sup>, Evaluación de Riesgos, Elaboración de Plan de Continuidad, Elaboración de Planes de Contingencia TIC y Elaboración de los Planes de Reducción de Desastres</p> <p>3.-Elaborar el BIA y Evaluación de Riesgos para las Subestaciones, Líneas de Subtransmisión y Data Center</p> <p>4.- Elaborar Plan de Continuidad del Negocio (BCP), Plan de Contingencia de TI (PCTI) y el Plan de Recuperación antes Desastres (DRP).</p> | <p>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.</p> <p>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.</p> <p>3.-Impacto en la reputación: La incapacidad para recuperar</p>   |

<sup>15</sup> 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  |
|---|---|--|
|   |   | rápidamente los servicios después de un incidente puede afectar negativamente la reputación de la organización.<br>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.<br>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.<br>2.- Semanalmente se realizar evaluación flujo de caja OFC y UN.<br>3. Elaboración de flujos mensuales para organismos de control.<br>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 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. | 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.  |
| 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.<br>2.-Consultar al área de desarrollo corporativo si cuenta con convenios interinstitucionales para capacitar al personal en esta temática.<br>3.-Gestionar capacitaciones al personal de las diferentes unidades de negocio   | 1. No aprobación del proyecto<br>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.<br>2.- Incumplimiento a las normativas y procedimientos vigentes.<br>3.- Sanciones de los entes de control.<br>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<br>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<br>2. Incremento de quejas de usuarios<br>3. No se cumplen con indicadores del POA   |

| DESCRIPCIÓN DEL RIESGO   | PLAN DE ACCIÓN  | CONSECUENCIA DE LA MATERIALIZACIÓN DEL RIESGO  |
|--|---|--|
| 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.<br>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<br>2.-Disminución de Ingresos y Rentabilidad<br>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

Contratar pólizas de seguros para las coberturas de los bienes de propiedad, planta y equipo, así como de vida colectiva para los servidores para el periodo de 365 días año 2026 – 2027 que incluyen las actualizaciones de los bienes y personal asegurado por el valor de USD \$14.462.652,96,10 sin incluir IVA.

Se realizará la extensión de 30 días del contrato No. CNEL-OFC-CJ-10-2023 Por el valor de USD \$ 1.280.462,86 incluido IVA.

Contratar la consultoría para determinar mediante un peritaje de seguros el valor de reposición a nuevo y las pérdidas máximas para los ramos de Seguros por el valor de USD \$ 386.000,00, sin iva.

**Tabla Nro. 55: Pólizas de Seguros**

| Distribución |                              |   |
|--------------|------------------------------|---|
| 1            | Póliza de Seguro Multiriesgo | <ul style="list-style-type: none"> <li>Incendio contra todo riesgo</li> <li>Equipo Electrónico</li> <li>Rotura de Maquinaria</li> <li>Robo, asalto, hurto y/o desaparición misteriosa</li> </ul>                        |
| 2            | Póliza de ramos generales    | <ul style="list-style-type: none"> <li>Equipo y Maquinaria</li> <li>Casco de Buque</li> <li>Vehículos</li> <li>Responsabilidad Civil</li> <li>Fidelidad Pública</li> <li>Transporte Interno</li> </ul>                  |
| 3            | Vida                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>Vida en Grupo</li> </ul>   |
| Generación   |                              |   |
| 4            | Póliza de Seguro Multiriesgo | <ul style="list-style-type: none"> <li>Incendio contra todo riesgo</li> <li>Rotura de Maquinaria</li> <li>Robo y asalto</li> <li>Lucro Cesante INC<sup>16</sup></li> <li>Lucro Cesante INC / RM<sup>17</sup></li> </ul> |

<sup>16</sup> INC: Incendio

<sup>17</sup> RM: Rotura de Maquinaria



|   |                           |   |
|---|---------------------------|---|
|   |                           | <ul style="list-style-type: none"> <li>Multiriesgo</li> </ul>           |
| 5 | Póliza de ramos Generales | <ul style="list-style-type: none"> <li>Responsabilidad Civil</li> </ul> |

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.

## 10. CUADRO RESUMEN DE INDICADORES Y METAS 2026

Tabla Nro. 56: Cuadro de Metas – Indicadores Plan General de Negocios 2026

| Objetivo Estratégico   | Objetivo Operativo   | No. | Indicador  | Fórmula  | Unidad | Línea base Nov 2025  | Meta 2026 | Periodicidad | Área Respons. |
|--|--|-----|--|--|--------|----------------------|-----------|--------------|---------------|
| OE1.- Incrementar la satisfacción del cliente, la confianza y la imagen empresarial. | Mejorar la Experiencia del Cliente y los Canales de Atención | 1   | Porcentaje de Atención de Nuevos Suministros (ANS)                           | $\frac{\text{No. Nuevos suministros atendidos dentro del plazo máx. Reg.}}{\text{No. Total de solicitudes de nuevos suministros durante el mes}} \times 100$   | %      | 91,51%               | 95,00%    | Mensual      | GC            |
|  |  | 2   | Porcentaje de Conexión a Nuevos Suministros (CNS)                            | $\frac{\text{No. Nuevos suministros conectados en BV dentro de los plazos máx. Reg.}}{\text{No. Total de solicitudes de nuevos suministros en BV durante el mes}} \times 100$  | %      | 94,06%               | 95,00%    | Mensual      | GC            |
|  |  | 3   | Porcentaje de resolución de reclamos (PRR)                                   | $\frac{\text{Nro. de casos de reclamos y quejas resueltas}}{\text{Nro. total de reclamos o quejas recibidas}} \times 100$  | %      | 97,43%               | 98,00%    | Mensual      | GC            |
|  |  | 4   | 4. Índice de Satisfacción del servicio público de energía eléctrica (ISSPEE) | $\frac{\text{ISEER}^{18} + \text{ISEECI}^{19}}{2} \times 100$  | %      | 29,87% <sup>20</sup> | 75,00%    | Anual        | GC            |
|  | Asegurar la Calidad de la Facturación                        | 5   | Porcentaje de Errores en Facturación (PEF)                                   | $\frac{\text{No. De facturas ajustadas durante el mes de evaluación debido a errores en la toma de lecturas o en el proceso de facturación}}{\text{No. Total de facturas emitidas durante el mes de evaluación}} \times 100$ | %      | 0,09%                | 0,40%     | Mensual      | GC            |

<sup>18</sup> Índice de satisfacción por servicio de energía eléctrica consumidores residenciales

<sup>19</sup> Índice de satisfacción por servicio de energía eléctrica consumidores comerciales e industriales

<sup>20</sup> Resultado correspondiente a la última encuesta vigente elaborada en el 2024

| Objetivo Estratégico   | Objetivo Operativo   | No. | Indicador  | Fórmula  | Unidad              | Línea base Nov 2025 | Meta 2026 | Periodicidad | Área Respons. |
|--|--|-----|--|--|---------------------|---------------------|-----------|--------------|---------------|
|  |  | 6   | Índice de actualización de clientes  | $\frac{\text{No. Clientes GIS}}{\text{No. Clientes Comerciales}} \times 100$   | %                   | ND                  | 99,50%    | Mensual      | GD            |
| OE2.- Modernizar y expandir la infraestructura eléctrica y de alumbrado público, asegurando la continuidad y calidad del servicio. | Ejecutar el mantenimiento integral de la red                 | 7   | Cumplimiento del Plan de Mantenimiento de Distribución (SPEE)  | $\frac{\text{Total de actividades ejecutadas}}{\text{Total de actividades planificadas}} \times 100$   | %                   | 76,00%              | 100,00%   | Trimestral   | GD            |
|  | Garantizar la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico | 8   | FMIK – Frecuencia media de interrupción (Regulación 009/2024)  | $\text{FMIK} = \sum i (kVA_i / kVAT_i)$  | # de Fallas por Kva | 7,84                | 6         | Mensual      | GD            |
|  |  | 9   | Porcentaje de Alimentadores que cumplen en Frecuencia Media de Interrupción – FMIK (Regulación 009/2024) | $\frac{\text{Total Alimentadores que cumplen FMIK}}{\text{Total de Alimentadores}} \times 100$   | %                   | 63,16%              | 90,00%    | Mensual      | GD            |
|  |  | 10  | TTIK – Tiempo total de interrupción (Regulación 009/2024)  | $\text{TTIK} = \sum i (kVA_i \times t_i / kVAT_i)$   | Horas               | 9,43                | 8         | Mensual      | GD            |
|  |  | 11  | Porcentaje de Alimentadores que cumplen en Tiempo total de interrupciones – TTIK – (Regulación 009/2024) | $\frac{\text{Total Alimentadores que cumplen TTIK}}{\text{Total de Alimentadores}} \times 100$   | %                   | 73,99%              | 90,00%    | Mensual      | GD            |
|  |  | 12  | Porcentaje de Integración de Reconectores al Sistema SCADA   | $\frac{(0,25 * \# \text{Alimentadores con Reconector en cabecera integrado} + 0,50 * \# \text{Alimentadores con Reconector a medio vano}) + 1 * \# \text{Alimentadores con transferencia integrada al SCADA}}{\text{Total de Alimentadores}} \times 100$ | %                   | 59,62%              | 65,00%    | Trimestral   | GD            |

| Objetivo Estratégico | Objetivo Operativo                                      | No. | Indicador  | Fórmula   | Unidad | Línea base Nov 2025 | Meta 2026 | Periodicidad | Área Respons. |
|----------------------|---|-----|--|---|--------|---------------------|-----------|--------------|---------------|
|                      |   | 13  | Calidad de señales analógicas y digitales                | $\frac{\text{Total Señales buena calidad}}{\text{Total de Señales Existentes}} \times 100$                        | %      | 86,04%              | >=90%     | Mensual      | GD            |
|                      |   | 14  | Cumplimiento del factor de potencia en puntos de entrega | $\frac{\text{Puntos de entrega que cumplen con Factor de potencia}}{\text{Total puntos de entrega}} \times 100$   | %      | 46,62%              | 50,00%    | Trimestral   | GD            |
|                      |   | 15  | Cumplimiento de Nivel de Voltaje (Regulación 009/2024)   | $\frac{\text{Mediciones que Cumplen la Regulación}}{\text{Total de Mediciones}} \times 100$                       | %      | 86,19%              | 95,00%    | Mensual      | GD            |
|                      | Operar y mantener el alumbrado público                  | 16  | Cumplimiento del Plan de Mantenimiento SAPG              | $\frac{\text{Total de actividades ejecutadas}}{\text{Total de actividades planificadas}} \times 100$              | %      | 63,36%              | 100,00%   | Trimestral   | GD            |
|                      |   | 17  | % Migración LED Alumbrado Público                        | $\frac{\text{No. Luminarias reemplazadas}^{21}}{\text{Total de Luminarias planificadas a reemplazar}} \times 100$ | %      | ND                  | 100,00%   | Trimestral   | GD            |
|                      |   | 18  | 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%               | 2,00%     | Trimestral   | GD            |
|                      | Expandir la Infraestructura del Sistema de Distribución | 19  | Porcentaje de Cobertura del Servicio Eléctrico           | $\frac{\text{Total de Viviendas con Servicio Eléctrico}}{\text{Número total de Viviendas}} \times 100$            | %      | 97,21%              | 97,67%    | Trimestral   | GP            |
|                      |   | 20  | Capacidad Instalada (MVA)                                | $\sum \text{Todas las capacidades de transformadores de potencia de las UN's}$                                    | MVA    | 5.819,70            | 6.045,50  | Semestral    | GP            |


<sup>21</sup> Luminarias reemplazadas enero a noviembre 2025: 23.738  
 CNELEP - Oficina Central  
 Dirección: Km 6,5 vía a la costa, edificio Grace Ceibos, piso 3  
 Guayaquil-Ecuador. Teléfono: (04) 3727 310  
 www.cnelep.gob.ec

| Objetivo Estratégico  | Objetivo Operativo  | No. | Indicador                                       | Fórmula   | Unidad       | Línea base Nov 2025 | Meta 2026            | Periodicidad | Área Respons. |
|---|---|-----|---|---|--------------|---------------------|----------------------|--------------|---------------|
| OE3.- Incrementar los ingresos y el desempeño comercial de la empresa.        | Recuperar la Cartera Vencida                                      | 21  | Porcentaje variación de cartera vencida (%)     | $\frac{\text{Cartera vencida diciembre año (n)} - \text{cartera vencida diciembre año (n-1)}}{\text{Cartera vencida a diciembre año (n-1)}} \times 100$   | %            | 2,95%               | -5,00%               | Mensual      | GC            |
|   |   |     |   |   | Millones USD | 553,41              | 27,67                |              |               |
|   |   | 22  | Porcentaje de recuperación por gestión coactiva | $\frac{\text{Monto recuperado en coactiva}}{\text{Cartera en coactiva}} \times 100$   | %            | 1,09%               | 1,35%                | Mensual      | GC            |
|   | Maximizar la Recaudación  | 23  | Índice de Recaudación                           | $\frac{(\text{Recaudación servicio eléctrico} + \text{recaudación subsidio cruzado solidario})}{(\text{Facturación servicio eléctrico} - \text{subsídios} - \text{compensaciones})} \times 100$ | %            | 95,34%              | 98,00%               | Mensual      | GC            |
|   | Reducir las Pérdidas de Energía                                   | 24  | % Pérdidas Totales de Energía                   | $\frac{(\text{Energía disponible} - \text{energía facturada})}{\text{Energía disponible}} \times 100$   | %            | 20,19%              | 19,99% <sup>22</sup> | Mensual      | GC            |
|   |   | 25  | Porcentaje de clientes con medición inteligente | $\frac{\text{Clientes con medición inteligente}}{\text{Total clientes}} \times 100$   | %            | 7,21%               | 8,22%                | Trimestral   | GC            |
| OE4.- Optimizar la gestión financiera, la asignación y ejecución de recursos. | Optimizar la Gestión Financiera y el Cumplimiento de Obligaciones | 26  | Margen EBITDA                                   | $\frac{\text{EBITDA}}{\text{Ingresos Operacionales}} \times 100$  | %            | -14,26%             | -8,82%               | Trimestral   | GAF           |

<sup>22</sup> La meta de reducción de pérdidas totales de energía definidas por CNEP EP no consideran directamente las proyecciones del estudio de costos, en virtud de que dichos estudios constituyen insumos técnicos de carácter regulatorio cuya aplicación y validación corresponden al Ente Regulador. En este sentido, las metas se establecen sobre la base de capacidades operativas reales, condiciones técnicas del sistema, y el horizonte de ejecución de los proyectos de reducción de pérdidas, asegurando su viabilidad y sostenibilidad en el período de planificación.

CNEP EP - Oficina Central  
Dirección: Km. 6, Vía a la Costa, Edificio Grace Cellos, piso 9  
Guayaquil-Ecuador. Teléfono: (04) 3727 310  
www.cnelep.gob.ec

89





| Objetivo Estratégico | Objetivo Operativo                               | No. | Indicador  | Fórmula   | Unidad | Línea base Nov 2025 | Meta 2026 | Periodicidad | Área Respons. |
|----------------------|--|-----|--|---|--------|---------------------|-----------|--------------|---------------|
|                      |  | 27  | % Ejecución presupuestaria inversión ejercicio corriente | Devengado inversión (corriente)<br>-----X 100<br>Codificado inversión (corriente)                                 | %      | 21,06%              | 90,00%    | Mensual      | GAF           |
|                      |  | 28  | % Ejecución presupuestaria inversión de arrastre         | Devengado inversión (arrastre)<br>-----X 100<br>Codificado inversión (arrastre)                                   | %      | 57,21%              | 90,00%    | Mensual      | GAF           |
|                      |  | 29  | % Ejecución de recursos multilaterales                   | Ejecutado<br>----- X 100<br>Planificado   | %      | 21,01%              | 90,00%    | Mensual      | GAF           |
|                      |  | 30  | % Ejecución presupuestaria de Operación (C y G)          | Devengado operación<br>-----X 100<br>Codificado operación   | %      | 78,88%              | 90,00%    | Mensual      | GAF           |
|                      |  | 31  | Razón de Endeudamiento Patrimonial                       | Pasivo Total<br>-----<br>Patrimonio   | Ratio  | 4,20                | < 1       | Trimestral   | GAF           |
|                      |  | 32  | Margen Neto  | Resultado Neto<br>-----<br>Ingresos Totales   | %      | -23,41%             | -17,13%   | Trimestral   | GAF           |
|                      |  | 33  | Liquidez Corriente                                       | Activos Corrientes<br>-----<br>Pasivos Corrientes   | Ratio  | 0,47                | >1        | Trimestral   | GAF           |
|                      |  | 34  | % Cumplimiento del PAC                                   | No. de procesos adjudicados dentro del ejercicio fiscal<br>-----X 100<br>Total de procesos planificados en el PAC | %      | 58,62%              | 81,00%    | Trimestral   | ADQ           |
|                      | Garantizar la Operatividad de la Flota Vehicular | 35  | Disponibilidad del parque automotor                      | Vehículos operativos<br>----- X 100<br>Total de parque automotor  | %      | 91,60%              | 93,00%    | Mensual      | GAF           |

| Objetivo Estratégico  | Objetivo Operativo   | No. | Indicador   | Fórmula   | Unidad          | Línea base Nov 2025 | Meta 2026 | Periodicidad | Área Respons. |
|---|--|-----|---|---|-----------------|---------------------|-----------|--------------|---------------|
| <b>OE5.- Diversificar el portafolio de negocios e impulsar soluciones de autogeneración.</b>  | Impulsar la Eficiencia Energética                                      | 36  | Porcentaje MW instalados para generación distribuida          | $\frac{\text{MW instalados para generación distribuida}}{\text{Total demanda máxima MW}} \times 100$                      | %               | 1,72%               | 5,00%     | Trimestral   | GD            |
|   | Diversificar ingresos  | 37  | Monto facturado por arrendamiento de poste                    | $\Sigma \text{ facturación en dólares por uso de postes}$   | Millones de USD | 7,00                | 9,00      | Trimestral   | GD            |
| <b>OE6.- Consolidar la gestión de riesgos, la sostenibilidad y la responsabilidad social como ejes transversales de la gestión institucional.</b> | Gestionar la Sostenibilidad Ambiental                                  | 38  | Porcentaje de proyectos con SIMCA <sup>23</sup> aplicado      | $\frac{\text{No. de proyectos con SIMCA aplicado}}{\text{Total de proyectos ejecutados}} \times 100$                      | %               | ND                  | 50,00%    | Semestral    | DRSC          |
|   |  | 39  | Cobertura de educación energética                             | $\frac{\text{Número de personas capacitadas en educación energética}}{\text{Total de clientes residenciales}} \times 100$ | %               | ND                  | 3,63%     | Trimestral   | DRSC          |
|   | Mitigar los Riesgos Operativos y de Negocio                            | 40  | Índice de Madurez en Continuidad y Gestión de Riesgos (IMCGR) | $\frac{E1+E2+E3}{3} \times 100$   | %               | 0%                  | 10,00%    | Trimestral   | GSI           |
| <b>OE7.- Potenciar la transformación digital, la ciberseguridad y la analítica de datos.</b>  | Asegurar la Disponibilidad de Infraestructura y Servicios Tecnológicos | 41  | Porcentaje de procesos institucionales automatizados          | $\frac{\text{Número de procesos automatizados}}{\text{Número total de procesos priorizados}} \times 100$                  | %               | ND                  | 100,00%   | Trimestral   | GTI           |

| Objetivo Estratégico  | Objetivo Operativo                        | No. | Indicador  | Fórmula   | Unidad | Línea base Nov 2025 | Meta 2026 | Periodicidad | Área Respons. |
|---|---|-----|--|---|--------|---------------------|-----------|--------------|---------------|
|   | Garantizar la Seguridad de la Información | 42  | Porcentaje de automatización de procesos de ciberseguridad                 | $\frac{\# \text{ Soluciones tecnológicas de ciberseguridad implementadas}}{\# \text{ Soluciones tecnológicas de ciberseguridad planificadas}} \times 100$ | %      | 25,00%              | 33,00%    | Trimestral   | GSI           |
| <b>OE8.- Fortalecer las capacidades institucionales, la gestión del talento humano, la mejora de procesos y la cultura de integridad y transparencia.</b> | Desarrollar las Competencias del Personal | 43  | Porcentaje de servidores capacitados                                       | $\frac{\text{Número de servidores capacitados}}{\text{Total de servidores activos}} \times 100$   | %      | 94%                 | 95,00%    | Trimestral   | GDC           |
|   |   | 44  | Índice de satisfacción laboral   | $\frac{\text{Puntaje promedio encuesta de satisfacción}}{\text{Puntaje máximo}} \times 100$   | %      | 85,00%              | 86,00%    | Anual        | GDC           |
|   |   | 45  | % Personal certificado en los perfiles de evaluación del OEC <sup>24</sup> | $\frac{\text{Nro. Personal certificado en los perfiles del OEC}}{\text{Nro. Personal calificado para la certificaciones}} \times 100$                     | %      | 0,83%               | 25,67%    | Trimestral   | GDC           |
|   |   | 46  | Índice de cumplimiento de controles antisoborno                            | $\frac{\text{Nro. controles cumplidos}}{\text{Total controles establecidos}} \times 100$  | %      | ND                  | 70,00%    | Trimestral   | GAC           |

Línea base con resultados al mes de Noviembre 25

<sup>24</sup> Organismo Evaluador de la Conformidad  
CNEP EP - Oficina Central  
Dirección: Km 6,5 vía a la costa, edificio Grace Ceibos, piso 3  
Guayaquil-Ecuador. Teléfono: (04) 3727 310  
www.cnelep.gob.ec

## 11. ALINEACIÓN AL PLAN ESTRATÉGICO

Tabla Nro. 57: Alineación del PGNEI 2026 con el Plan Nacional de Desarrollo 2025-2029 “Ecuador no se detiene 2025-2029”

| EJE PND                                    | OBJETIVO PND   | POLÍTICA PÚBLICA  | META NACIONAL   | META PLAN SECTORIAL   | OBJETIVO ESTRATÉGICO  | OBJETIVO OPERATIVO   |
|--|--|---|---|---|---|--|
| Eje Institucional                          | 8. Fortalecer la institucionalidad pública de forma eficiente, transparente y participativa.   | 8.2 Consolidar la gobernabilidad democrática y la cohesión territorial, con la provisión de servicios públicos de calidad y la gestión pública articulada en el territorio.   | Incrementar el índice de percepción de la calidad de los servicios públicos en general de 6,35 en el 2024 a 6,67 al 2029  | No aplica   | OE1 Incrementar la satisfacción del cliente, la confianza y la imagen empresarial.  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Asegurar la Calidad de la Facturación</li> <li>- Fortalecer la Imagen Empresarial</li> <li>- Mejorar la Experiencia del Cliente y los Canales de Atención</li> <li>- Optimizar la Operatividad Comercial</li> </ul>                                 |
| Eje Ambiente, Agua, Energía y Conectividad | 6. Precautelar el uso sostenible de los recursos naturales, la protección del ambiente, así como la optimización y la eficiencia energética. | 6.1 Garantizar el servicio de energía eléctrica en el Ecuador, con el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales disponibles, la incorporación de tecnologías de transición energética y la promoción del uso racional y eficiente de la energía por parte de los consumidores. | Incrementar la potencia instalada en subestaciones de distribución para atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del país de 7.089,17 MVA en el 2024 a 7.599,44 MVA al 2029. | 1.1.1. Incrementar el índice de crecimiento de infraestructura de transmisión de 0,01 % del año 2024 a 13,11 % al año 2029. | OE2. Modernizar y expandir la infraestructura eléctrica y de alumbrado público, asegurando la continuidad y calidad del servicio. | <ul style="list-style-type: none"> <li>-Ejecutar el Mantenimiento Integral de la Red</li> <li>- Optimizar la Planificación de la Distribución Eléctrica</li> <li>- Garantizar la Confiabilidad y Calidad del Servicio Eléctrico</li> <li>- Operar y Mantener el Alumbrado Público</li> </ul> |
| Eje Económico, Productivo y Empleo         | 4. Impulsar el desarrollo económico que genere empleo de calidad y finanzas públicas, sostenibles, inclusivas y equitativas.                 | 4.3 Promover la inclusión financiera y el acceso a productos y servicios financieros que permitan consolidar un sector financiero público sólido y sostenible.  | No aplica   | No aplica   | OE3. Incrementar los ingresos y el desempeño comercial de la empresa.   | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Maximizar la Recaudación</li> <li>- Recuperar la Cartera Vencida</li> <li>- Reducir las Pérdidas de Energía</li> </ul>  |

| EJE PND                                    | OBJETIVO PND  | POLÍTICA PÚBLICA   | META NACIONAL   | META PLAN SECTORIAL   | OBJETIVO ESTRATÉGICO  | OBJETIVO OPERATIVO  |
|--|---|--|---|---|---|---|
| Eje Económico, Productivo y Empleo         | 4. Impulsar el desarrollo económico que genere empleo de calidad y finanzas públicas, sostenibles, inclusivas y equitativas.                            | 4.3 Promover la inclusión financiera y el acceso a productos y servicios financieros que permitan consolidar un sector financiero público sólido y sostenible.   | No aplica   | No aplica   | OE4. Optimizar la gestión financiera, la asignación y ejecución de recursos.  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Administrar la Infraestructura Administrativa y Servicios</li> <li>- Garantizar la Operatividad de la Flota Vehicular</li> <li>- Gestionar el Patrocinio Legal y los Servicios Jurídicos Administrativos</li> <li>- Optimizar la Gestión Financiera y el Cumplimiento de Obligaciones</li> </ul> |
| Eje Económico, Productivo y Empleo         | 5. Fortalecer la producción nacional y la inversión extranjera en los sectores clave de la economía con innovación tecnológica y prácticas sostenibles. | 5.1 Mejorar la competitividad del país con el fortalecimiento de las MiPymes, agroindustrias, el fomento de encadenamientos productivos sostenibles e innovadores, y la ampliación de la inserción comercial en mercados estratégicos que dinamicen las exportaciones no petroleras. | No aplica   | 1.1.2. Incrementar el Índice de disponibilidad de generación firme para la cobertura de la demanda del Sistema Nacional Interconectado de 24% registrado en el año 2024 hasta alcanzar al menos al 50% al año 2029. | OE5. Diversificar el portafolio de negocios e impulsar soluciones de autogeneración.  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Impulsar la Eficiencia Energética</li> </ul>   |
| Eje Ambiente, Agua, Energía y Conectividad | O9. Fortalecer la capacidad de respuesta y resiliencia de las ciudades y comunidades ante riesgos de origen natural y antrópico.                        | 9.2 Promover la resiliencia de la infraestructura estratégica pública frente a amenazas de origen natural y antrópico.   | Incrementar el índice de identificación del riesgo cantonal (IIRC) de 43,50 en el 2024 a 49,61 al 2029. | No aplica   | OE6. Consolidar la gestión de riesgos, la sostenibilidad y la responsabilidad social como ejes transversales de la gestión institucional. | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Asegurar los Activos y Riesgos Institucionales</li> <li>- Gestionar la Sostenibilidad Ambiental</li> <li>- Mitigar los Riesgos Operativos y de Negocio</li> </ul>  |



| EJE PND           | OBJETIVO PND   | POLÍTICA PÚBLICA  | META NACIONAL  | META PLAN SECTORIAL | OBJETIVO ESTRATÉGICO   | OBJETIVO OPERATIVO  |
|-------------------|--|---|--|---------------------|--|---|
| Eje Institucional | 8. Fortalecer la institucionalidad pública de forma eficiente, transparente y participativa. | 8.3 Impulsar la transformación digital del Estado, la adopción del modelo de Estado Abierto, la protección de la información, con un entorno digital seguro y confiable en todos los niveles de gobierno, así como la integridad pública y la lucha contra la corrupción, que promueva la gestión pública eficiente, inclusiva, transparente y participativa. | Incrementar el Índice de Estado Abierto de 0,52 en 2024 a 0,65 al 2029   | No aplica           | OE7. Potenciar la transformación digital, la ciberseguridad y la analítica de datos  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Asegurar la Disponibilidad de Infraestructura y Servicios Tecnológicos</li> <li>- Fortalecer la Gestión Estratégica y por Procesos</li> <li>- Garantizar la Seguridad de la Información</li> </ul> |
| Eje Institucional | 8. Fortalecer la institucionalidad pública de forma eficiente, transparente y participativa. | 8.2 Consolidar la gobernabilidad democrática y la cohesión territorial, con la provisión de servicios públicos de calidad y la gestión pública articulada en el territorio.   | Incrementar el índice de percepción de la calidad de los servicios públicos en general de 6,35 en el 2024 a 6,67 al 2029 | No aplica           | OE8. Fortalecer las capacidades institucionales, la gestión del talento humano, la mejora de procesos y la cultura de integridad y transparencia | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Desarrollar las Competencias del Personal</li> <li>- Fortalecer la Salud y Seguridad Ocupacional</li> </ul>  |

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. |

*Elaborado por:*

*Director de Planificación Estratégica – CNEL EP*