



EDICIÓN 33
MARZO 2026

PANORAMA ELÉCTRICO | 20 26

PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
Daniel Noboa Azín

MINISTRA DE ENERGÍA Y MINAS
Inés María Manzano

VICEMINISTRO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE
Javier Medina Abarca

DIRECTOR EJECUTIVO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN
Y CONTROL DE ELECTRICIDAD
Fabricio Porras Ortiz

COORDINACIÓN NACIONAL DE REGULACIÓN ELÉCTRICA - ARCONEL
Danilo Ojeda Paz

DIRECCIÓN TÉCNICA DE ESTUDIOS, INFORMACIÓN E INNOVACIÓN
- ARCONEL
Andrés Chiles

CONSEJO EDITORIAL
Daniel Quiñaliza
Andrea Torres
Oscar Salazar
Christian Junia

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN
Sofía Andrade Torres

FOTOGRAFÍAS
Ministerio de Ambiente y Energía
Participantes del sector eléctrico

CITA ESTE DOCUMENTO COMO
©Panorama Eléctrico, Edición 33, Quito - Ecuador, marzo 2026
Todos los derechos reservados

AUSPICIO
Banco Interamericano de Desarrollo - BID



©Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)
Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. Los Shyris, Edificio Cordiez 170506 /
Quito-Ecuador / Teléfono: (593) - 2 226 8744
www.arconel.gob.ec

La reproducción parcial o total de esta publicación, en cualquier forma y por cualquier medio mecánico o electrónico, está permitida siempre y cuando sea autorizada por los editores y se cite correctamente la fuente.



Agencia de Regulación y Control
de Electricidad



La gestión de cartera georeferenciada como estrategia de eficiencia

Capítulo 01

La gestión de cartera georeferenciada como estrategia de eficiencia

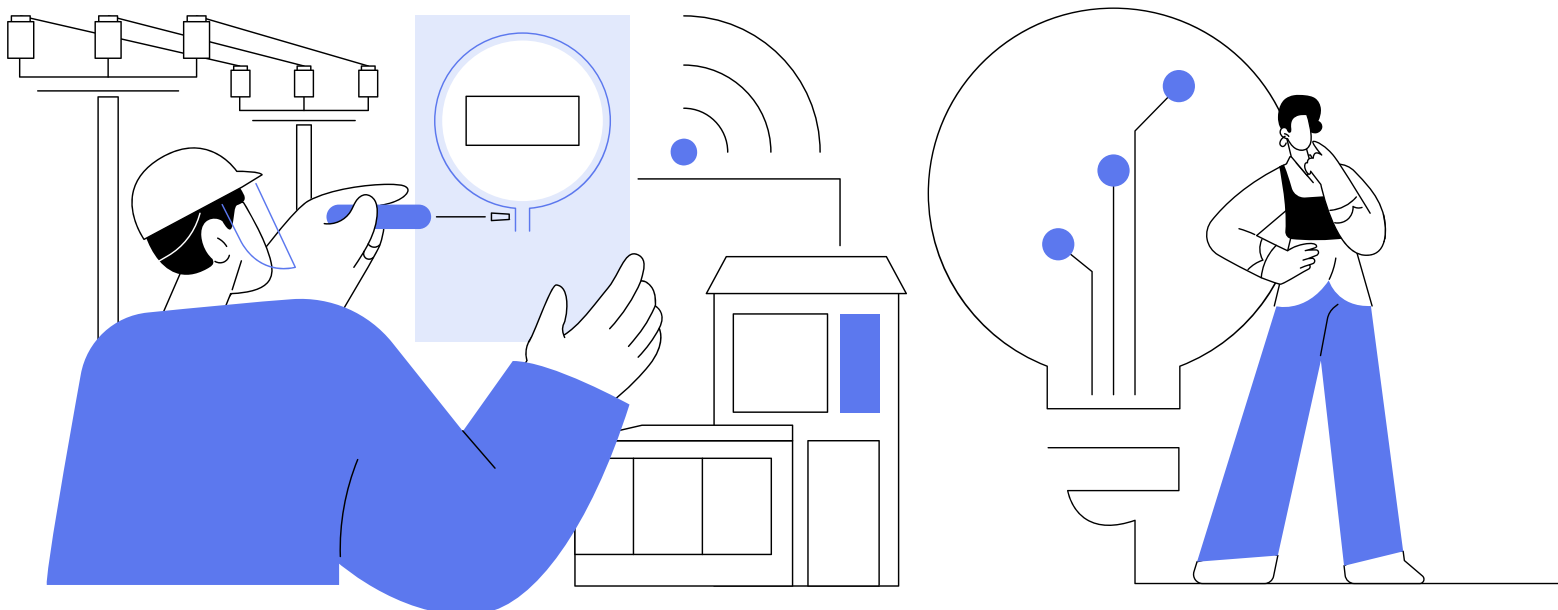


Mayra Stephanie Barahona Sánchez
Ingeniera Industrial en Procesos de Automatización

1.1 Resumen

La gestión de cartera en la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A, EEASA, especialmente en la etapa Precoactiva, es esencial para la recuperación eficiente de deudas asociadas a cuentas contrato inactivas. Este proceso se enfrenta al desafío de balancear costos operativos con efectividad en la cobranza dentro de la provincia de Tungurahua, donde la dispersión geográfica y la baja integración digital pueden llegar a dificultar la persuasión remota. Como respuesta a esta problemática, se propone una metodología basada en el uso de Sistemas de Información Georreferenciada (SIG), que permita visualizar la ubicación de los clientes y optimizar las rutas para la realización de visitas en campo.

El presente proyecto incorpora el software ArcGIS Pro con su herramienta de Network Analysis y la investigación de operaciones, con el objetivo de diseñar rutas eficientes y priorizar cuentas en función del monto adeudado y la antigüedad de la cartera. El análisis inicia con una Lista de Trabajo Precoactiva, con más de 3.600 cuentas contrato, que representan una cartera superior a \$239.000,00, considerando además un crecimiento proyectado del 7% mensual en los nueve cantones de la provincia de Tungurahua. El desafío es establecer una metodología que permita realizar notificaciones presenciales con mayor impacto.



1.2 Introducción

La gestión de recuperación de cartera constituye un desafío relevante en todo ámbito de comercialización, incluido el servicio de energía eléctrica y alumbrado público general que proporciona la EEASA. Dentro del Departamento Comercial en el Área Precoactiva, la recuperación de cartera es un proceso fundamental para el cumplimiento de los objetivos financieros y estratégicos de la institución, no obstante, solo una gestión efectiva de cobranza permitirá optimizar recursos y maximizar beneficios.

Como ventaja significativa de la EEASA y de las empresas de distribución y comercialización de energía, en el Ecuador la disponibilidad de sistemas georreferenciados actualizados permiten tener una visión clara de la ubicación de un suministro de energía o equipo de medición, a pesar de ello, la clave está en realizar análisis de tendencias, patrones y tiempos, para agilizar las actividades realizadas en una etapa de persuasión que permitirá el cobro de una deuda reduciendo al máximo los recursos empleados en dicha gestión.

El enfoque propuesto para la gestión de cartera integrando Sistemas de Información Georreferenciada (SIG), análisis de tendencias, patrones geográficos y optimización de rutas es un desafío y una oportunidad de eficiencia, que no solo permite optimizar la recuperación de deudas, además pueden proporcionar información valiosa para la toma de decisiones estratégicas y se orienta a una mejora continua.

Dentro del procedimiento Precoactivo desarrollado en la provincia de Tungurahua, parte del área de concesión de la EEASA, se realizan varias actividades, entre las cuales se encuentran la entrega personal en sitio de notificaciones de la deuda mantenida, para las cuales es correcto considerar el tiempo que manejan estrategias efectivas de notificación y persuasión en esta etapa.

Justificación

Dentro de la EEASA, se enfrentó un problema crítico en el proceso de notificación en campo de clientes que se encontraban en la Etapa Precoactiva, debido al elevado volumen de trabajo en el área, se optó por generar notificaciones de manera masiva, que lejos de solucionar el problema, generaban cuellos de botella en consultas y procedimientos asociados, afectando negativamente al desenvolvimiento de personal y a la capacidad operativa del área.

Con los catastros de cuentas contrato listos para procesarse, surge el desafío de definir el orden de priorización de las notificaciones, es decir, determinar a quién notificar primero o por dónde iniciar el proceso. Notificaciones no efectivas o que no concluyan el proceso, se convertirán en trabas, que incluso pueden generar el desinterés o despreocupación de un cliente.

Normalmente, la gestión de recuperación de cartera se resume en números y tablas de datos, que dificultan visualizar la magnitud del problema, no obstante, la propuesta es mapear a los clientes con deuda, obtener una visualización más clara y geográfica del problema, y ejecutar herramientas disponibles en el software ArcGIS Pro, para establecer rutas óptimas que permitan mejorar el flujo de trabajo.



1.3 Objetivo General



Desarrollar una metodología de trabajo eficiente para la recuperación de cartera, representando en un Sistema de Información Georreferenciada (SIG) las cuentas contrato inactivas de la provincia de Tungurahua.

1.4 Objetivos Específicos

- Establecer rutas óptimas de gestión para las notificaciones en campo.
- Identificar patrones geográficos y comportamiento de pago, para establecer estrategias de recuperación de cartera.
- Establecer prioridades de gestión, enfocándose en las áreas y los clientes con mayor potencial de pago.
- Evaluar la efectividad de la metodología de trabajo, para identificar opciones de mejora.

1.5 Alcance

El presente proyecto se centra en la provincia de Tungurahua, donde se encuentra más del 50% de las cuentas contrato inactivas con deuda, en referencia toda el área de concesión de la EEASA. En esta primera etapa de prueba, se busca abrir un camino a la optimización, con mejoras significativas en la metodología de trabajo y aunque esta es una fase inicial y no se aplicará la metodología en su totalidad, se espera obtener resultados preliminares que permitan validar la efectividad de la propuesta, previo a su implantación en todo el Proceso Precoactivo.

1.6 Marco teórico

1.6.1 Sistemas de Información Georreferenciada

Los Sistemas de Información Georreferenciada (SIG) son herramientas poderosas para la visualización, manejo y análisis de grandes volúmenes de información espacial [1]. En la gestión de cartera, los SIG pueden ser utilizados para visualizar la ubicación de los clientes y las rutas de notificación, lo que permite una mejor planificación y optimización de los recursos.

Para el presente proyecto se utilizan coordenadas UTM (Universal Transverse Mercator) específicas para Ecuador, que se basan en el sistema de proyección cartográfica WGS 1984 UTM, zona 17S definido con el WKID 32717 en ArcGIS Pro. Esto permitirá una precisa ubicación y análisis de los datos geoespaciales en el contexto de la gestión de cartera Precoactiva de la EEASA, en la Provincia de Tungurahua.

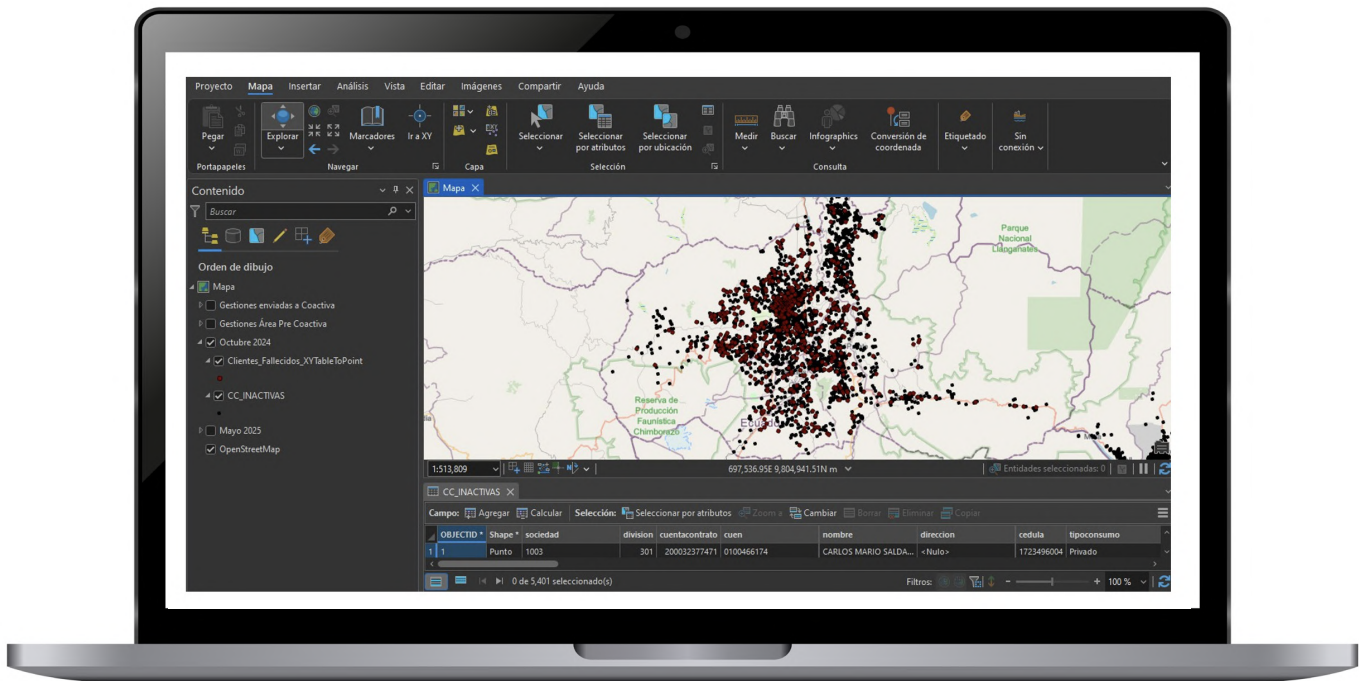
1.6.2 ArcGIS Pro

ArcGIS Pro es un software de Sistema de Información Geográfica (SIG) desarrollado por ESRI (Environmental Systems Research Institute). Fue lanzado en 2015 como una aplicación de escritorio de 64 bits diseñada para proporcionar una plataforma de análisis y visualización de datos geoespaciales más potente y eficiente. ArcGIS Pro ofrece una variedad de herramientas y funcionalidades para la creación, edición y análisis de datos geoespaciales, incluyendo la capacidad de trabajar con datos en 2D y 3D, realizar análisis de redes y crear mapas y escenas [2].

Para el presente proyecto, se utilizará ArcGIS Pro, versiones 3.4.0 y 3.5.0 para visualizar y analizar los datos geoespaciales de las cuentas contratos inactivas que se encuentran en la "Lista de Trabajo Precoactiva". En la

Figura Nro. 1.1. Se muestra la representación geográfica de las cuentas contrato inactivas de la Provincia de Tungurahua con corte a 30 de septiembre del 2024.

Figura Nro. 1.1: Representación geográfica de las cuentas contrato inactivas de la provincia Tungurahua en ArcGIS Pro



1.6.3 Investigación de Operaciones

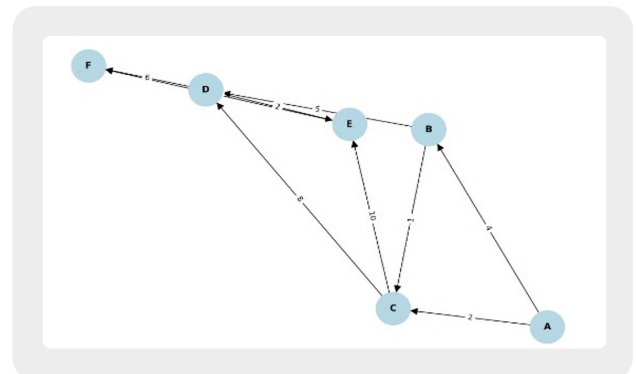
La Investigación de Operaciones es una disciplina que se enfoca en la aplicación de métodos y técnicas avanzadas para analizar y optimizar sistemas complejos [3]. En la gestión de cartera, la Investigación de Operaciones puede ser utilizada para optimizar las rutas de trabajo, minimizando los costos y maximizando la eficiencia.

1.6.4 Ruta más corta

La ruta más corta es un problema clásico en la Investigación de Operaciones, que consiste en encontrar la ruta más eficiente entre dos puntos en una red, como lo manifiesta el algoritmo de Dijkstra [4]. Se debe considerar que el algoritmo mencionado está integrado en la extensión de Network Analysis y funciona asignando

un valor de distancia a cada nodo en la red y actualizando estos valores a medida que se exploran los nodos vecinos, logrando una optimización de la ruta, como se evidencia en la Figura Nro. 1.2.

Figura Nro. 1.2: Gráfico ilustrativo del algoritmo de Dijkstra



1.6.5 Programación Lineal

La programación lineal es una técnica de optimización que se utiliza para resolver problemas de maximización o minimización de una función objetivo lineal, sujeta a restricciones lineales [5].

Si bien el algoritmo iterativo de búsqueda Dijkstra permite minimizar la distancia desde un nodo origen hasta un nodo destino, usa la única restricción de distancia menor acumulado. Por otra parte, al usar una función lineal de minimización se puede reducir los desplazamientos y priorizar las cuentas contrato con deudas más altas, siendo la función representada en la ecuación 1.

$$\min Z = \sum_{(i,j)} (\alpha \cdot d_{ij} - \beta \cdot \text{deuda}_j) \cdot X_{ij}$$

Donde:

Z Función objetivo, orientada a minimizar el costo neto de la ruta.

(i,j) Representa cada arista del grafo, (trayecto posible entre el nodo i y el nodo j)

α Peso asignado al costo distancia

d_{ij} La distancia entre los nodos i y j

β Peso asignado al valor de la deuda

deuda_j Valor de deuda asociado al nodo destino j

X_{ij} Variable binaria 0 o 1

La función minimiza el costo efectivo al penalizar el factor distancia y favorecer a la deuda más alta.

1.6.6 Network Analysis de ArcGIS Pro

La extensión Network Analysis de ArcGIS Pro es una herramienta poderosa para el análisis y optimización de redes [1]. En la gestión de cartera, la Network Analysis puede ser utilizada para optimizar la ruta de notificación y persuasión, considerando restricciones de distancia, tiempo y capacidad operativa.

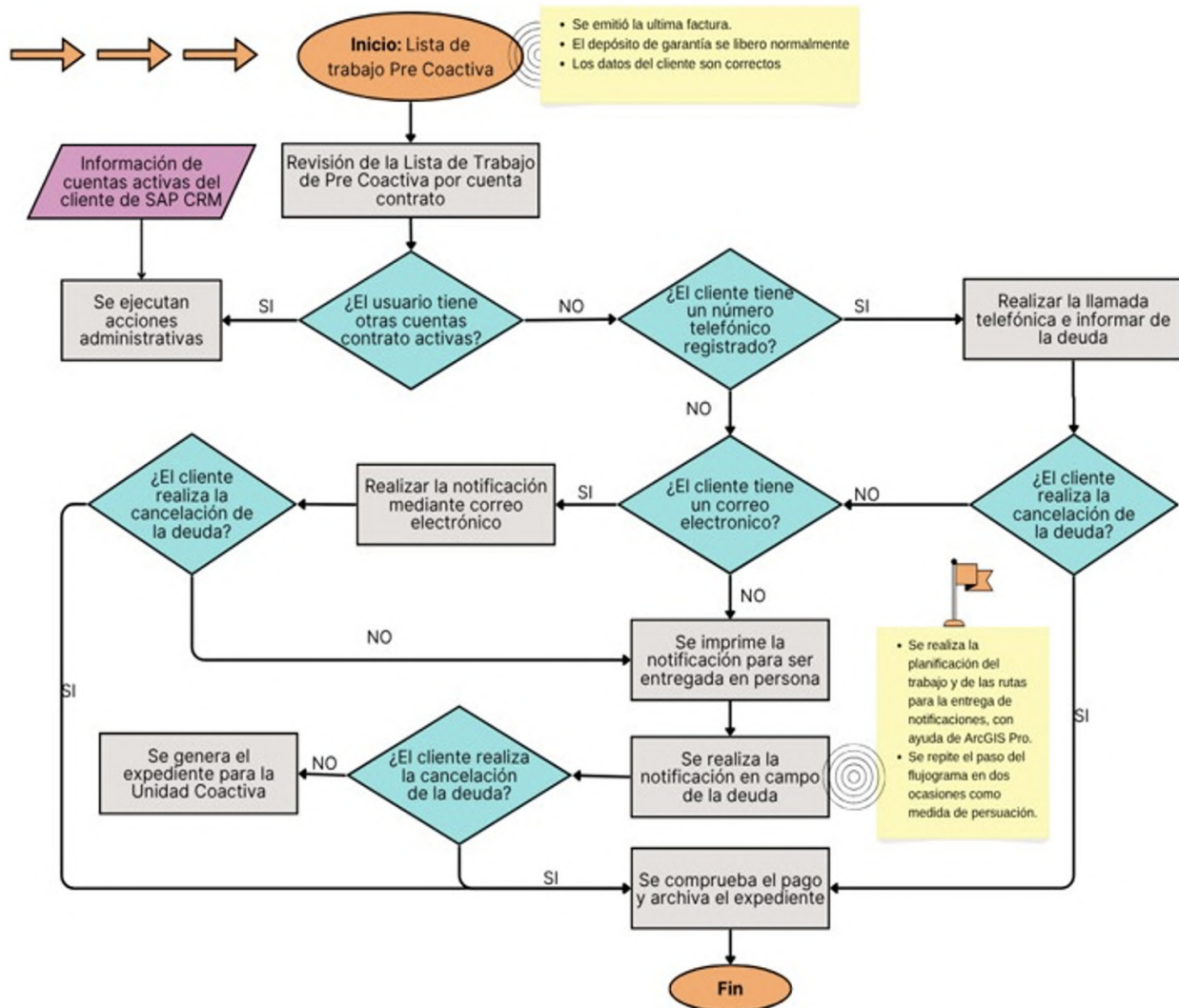
1.6.7 ArcPy

ArcPy es una biblioteca de Python que proporciona una interfaz para interactuar con ArcGIS Pro y automatizar tareas de análisis y visualización de datos geoespaciales. ArcPy permite a los usuarios crear scripts y herramientas personalizadas para realizar tareas como la creación de mapas, el análisis de redes y la edición de datos geoespaciales. En este estudio, se utilizará ArcPy para el desarrollo de la programación lineal.

1.6.8 Procedimiento Precoactivo EEASA

El procedimiento Precoactivo dentro de la EEASA, se enfoca en la recuperación de cartera de deudas pendientes en cuentas contrato inactivas, llevando a cabo una serie de pasos y estrategias, tanto de notificación telefónica como en persona para persuadir al cliente de un pago voluntario. En la Figura Nro. 1.3, se presenta un flujograma que ilustra el proceso.

Figura Nro. 1.3: Flujoograma que ilustra las actividades realizadas en el Área Precoactiva



Es necesario recalcar que para llegar a esta instancia se agotó la gestión de reclamación de cuentas activas ejecutando ordenes de corte y ordenes de desconexión definitiva (DCDE), que dieron como resultado final el retiro de medidores e inactivación de cuentas, pertenecientes a clientes que no tienen una intención de pago.

1.6.9 Lista de trabajo Precoactiva

Previo al inicio de acciones legales coercitivas en el ámbito de la recaudación de deudas mantenida por la prestación del servicio de energía eléctrica o alumbrado público general, la EEASA utiliza el Procedimiento Precoactivo para notificar a los contribuyentes que tienen deudas impagas, antes de que la institución inicie medidas más severas como retenciones.

En octubre del 2024, se obtiene la Lista de Trabajo Precoactiva, acorde al detalle de la Tabla Nro. 1.1 adjunta.

Tabla Nro. 1.1: Cuentas contrato inactivas por cantón con corte a octubre del 2024

Agencia	Saldo Total	Cuentas Involucradas
Ambato	\$ 130.795,99	2.361
Baños	\$ 10.160,60	136
Patate	\$ 6.602,97	77
Pelileo	\$ 48.803,46	503
Pillaro	\$ 32.486,18	439
Quero	\$ 10.787,59	95
Total General	\$ 239.636,79	3.611

Del total de \$239.636,79 en cartera pendiente, el cantón Ambato representa más del 54% del total con un saldo acumulado de \$130.795,99 y 2.361 cuentas, lo que la convierte en la prioridad para cualquier Acción Precoactiva. Los cantones Pelileo y Pillaro también representan montos significativos con \$48.803,46 y \$32.486,18 respectivamente, lo que sugiere que las acciones deben continuar en estas zonas con alta incidencia. Baños, Quero y Patate presentan montos relativamente bajos tanto en saldo como en número de cuentas, no obstante, se debe realizar la gestión correspondiente. Por otra parte, en la primera lista de Precoactiva, no existen cuentas contrato de Cevallos, Tisaleo y Mocha.

Realizando un análisis del saldo promedio por cuenta contrato, se determina que, aunque en el cantón Ambato están la mayor cantidad de cuentas en mora, su saldo promedio por cuenta contrato es el más bajo. Esto sugiere que gran parte del volumen de deuda en Ambato proviene de varios valores pequeños a cancelar, por lo

cual, se deben realizar acciones eficientes y preferentemente masivas. No obstante, en los cantones Quero y Pelileo el saldo promedio es más elevado, lo que haría más rentable realizar acciones individuales o personales, dado que se puede recuperar más valor con menos esfuerzo administrativo, sin embargo, es aquí en donde el factor distancia ingresa a colación ya que el centro de operaciones de la gestión de cartera Precoactiva de la EEASA se encuentra en la zona centro del cantón Ambato.

1.6.10 Evolución de la Lista de trabajo Precoactiva

Durante el período comprendido entre noviembre del 2024 y abril del 2025, se han venido realizando gestiones Precoactivas de manera continua en todos los cantones de la Provincia de Tungurahua, sin embargo, es importante señalar que el listado de cuentas contrato inactivas con mora no ha permanecido estático, ya que mientras se gestionaban las cuentas ya identificadas, se seguían incorporando nuevas obligaciones vencidas a la Lista de trabajo.

Considerando que en la EEASA se están fortaleciendo los procesos de reclamación de cuentas contrato activas, y de no existir un pago voluntario por el cliente las cuentas contrato se inactivaran, es correcto calcular un crecimiento compuesto, bajo una proyección conservadora con un 7% de incremento mensual compuesto, por el rango del semestre comprendido entre noviembre del 2024 a abril del 2025, dando como resultado que sin una gestión la Lista de Trabajo Precoactiva en mayo del 2025, podría evidenciarse como en la Tabla Nro. 1.2 y Figura Nro. 1.4

Tabla Nro. 1.2: Resumen de la evolución de la Lista de trabajo de Precoactiva

Agencia	Cuentas	Proyección sin gestión	Incremento estimado
Ambato	2.361	3.543	1.182
Baños	136	204	68
Patate	77	116	39
Pelileo	503	755	252
Pillaro	439	660	221
Quero	95	144	49
Mocha	10	16	6

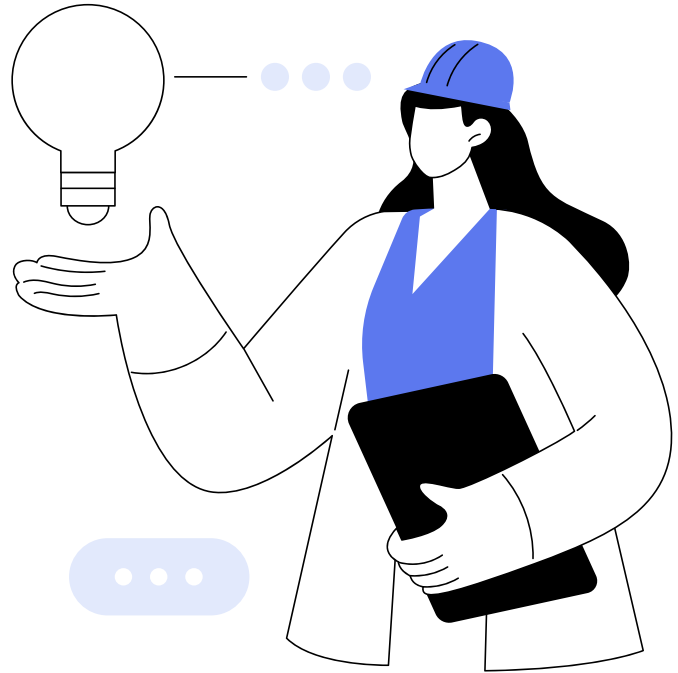
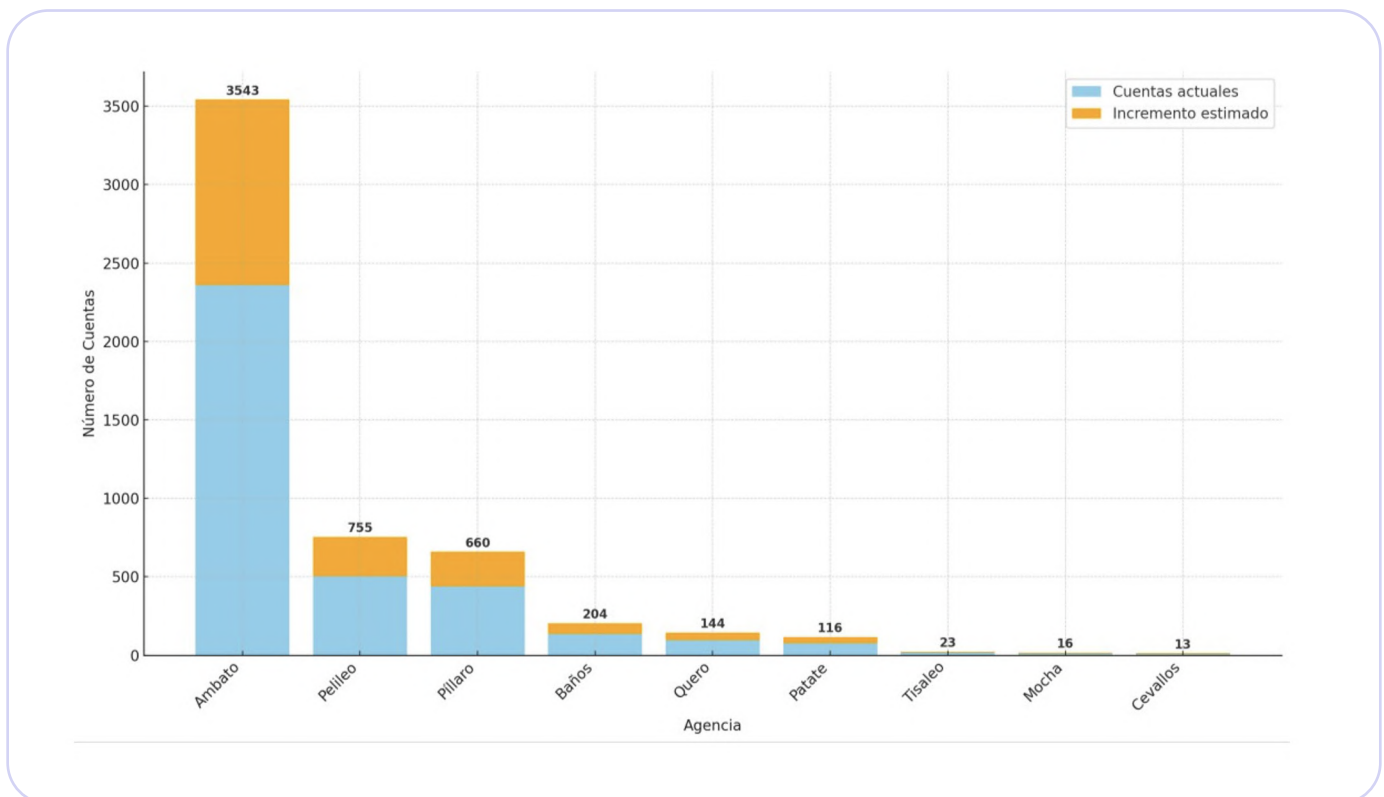


Figura Nro. 1.4: Proyección de incremento de cuentas contrato inactivas por agencias, durante 6 meses con un 7% de incremento mensual compuesto.



Si bien no se cuenta con un registro detallado y consolidado que evidencie con precisión este crecimiento, el personal del Área Precoactiva ha reportado de manera constante la aparición de nuevas cuentas contrato a tratar, enfocándose no solo en disminuir el saldo existente, sino también en absorber la carga adicional generada por el ingreso de nuevas cuentas contrato a la lista de trabajo. La aparente lentitud en la reducción neta del número total de cuentas pendientes viene a componer una estrategia que busca eficiencia precautelando los recursos de la institución.

1.6.11 Estrategias de cobro en la Etapa Precoactiva

Las estrategias de notificación efectivas son fundamentales en la Etapa Precoactiva, por lo cual, se deben establecer mecanismos de comunicación proactivos para informar al cliente la deuda pendiente, si bien el uso de canales digitales como correos, SMS o WhatsApp suelen ser un primer contacto, al no ser estos suficientes, el realizar notificaciones en campo es la clave, especialmente en contextos donde la información del cliente, como número telefónico y correo electrónico no está disponible.

En la provincia de Tungurahua, existen sectores en donde la cultura digital no se encuentra arraigada y hay una baja respuesta de los clientes a los canales de comunicación digital, haciendo de la notificación en persona la manera de persuasión principal, sin embargo, se debe diseñar rutas inteligentes, establecer protocolos claros en la visita y asegurar que el personal maneje la comunicación efectiva, lo que implica usar Sistemas de Información Georreferenciada, establecer restricciones para reducir tiempos y mejorar la trazabilidad del proceso. Las acciones que involucren recursos y movilización deben ser cuidadosamente planificadas, priorizando aquellas cuentas contrato con mayor deuda, sin dejar de lado los

casos de valores bajos. Se debe considerar tiempos operación en campo, rutas y accesibilidad.

1.7 Aplicación practica

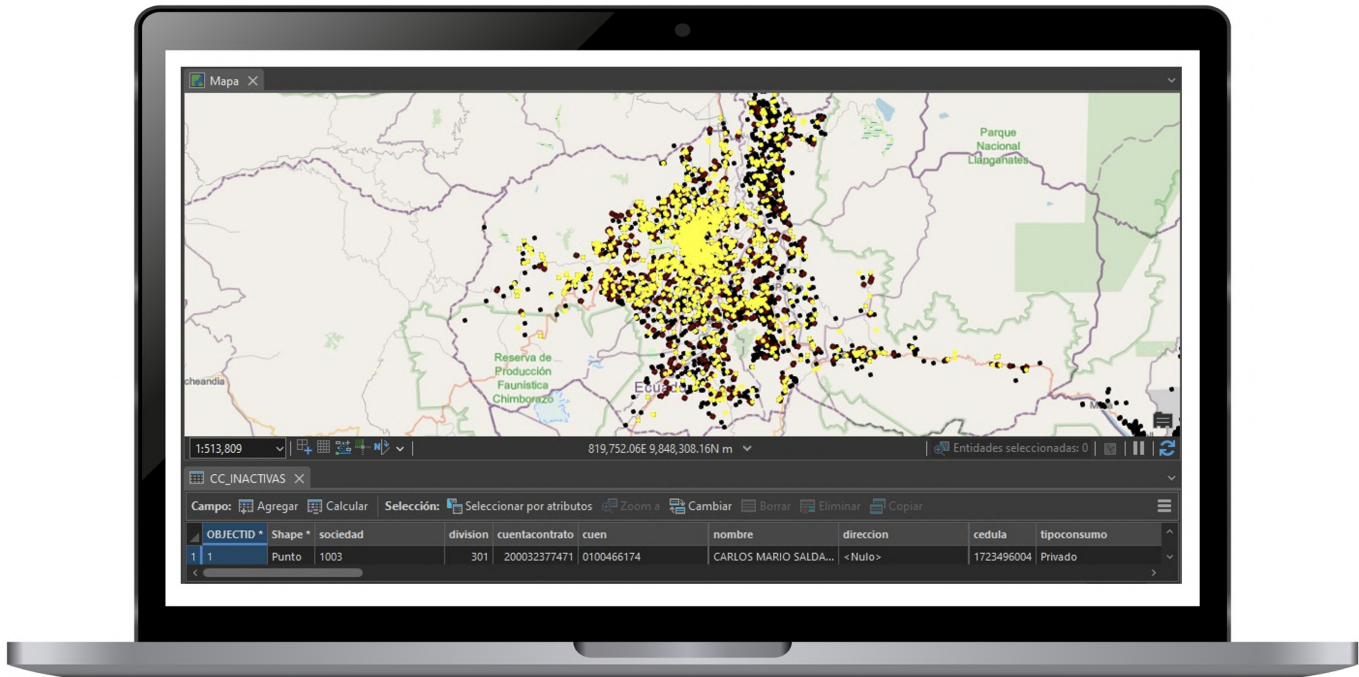
La Investigación de Operaciones desarrollada dentro de ArcGIS Pro, representa un enfoque innovador que busca combinar la visualización geoespacial con la eficiencia logística, para reducir costos operativos y realizar una gestión más efectiva y estratégica de la cartera.

A partir de la base de datos existente, se representa en ArcGIS PRO las 3.641 cuentas contrato, considerando la información del valor de la deuda y ubicación geográfica. Con los datos visualmente disponibles, se inició el reto de depurar la información existente, realizando un sin número de actividades administrativas como se representa con los puntos color amarillo evidenciados en la Figura Nro. 1.5, esto redujo claramente la cantidad de cuentas contrato a tramitar.

1.7.1 Georeferenciación y consolidación de datos

El resultado del trabajo realizado es una ruta georreferenciada representada como una línea continua que conecta los puntos entre cuentas contrato inactivas, mismas que permitieron optimizar recursos y tiempo en campo de los notificadores, si bien esta ruta no se cumplido a cabalidad, fue una base clara para la ejecución diaria de las notificaciones por parte del personal operativo, permitiendo registrar avances en la gestión.

Figura Nro. 1.5: Representación geográfica de las actividades administrativas realizadas en cuentas contrato inactivas de la provincia Tungurahua.



1.8 Resultados

A partir de una cartera inicial de 3.611 cuentas contrato inactivas distribuidas en los 9 cantones de la provincia de Tungurahua, con un saldo total de USD 239.636,79, se procedió a implementar una metodología de trabajo orientada a optimizar la recuperación mediante el uso de un Sistema de Información Georreferenciada (SIG). Esta metodología permitió representar espacialmente las cuentas inactivas, identificar áreas críticas de concentración y establecer un enfoque operativo más eficiente, en cumplimiento del objetivo general del proyecto.

Se diseñó un primer paquete de rutas óptimas de gestión para las notificaciones en campo, utilizando la herramienta de análisis de redes o Network Analysis de ArcGIS Pro, priorizando zonas con mayor número de cuentas y deuda acumulada. Esto mejoró la eficiencia operativa al reducir los tiempos de desplazamiento y aumentar la cobertura diaria del personal de campo,

especialmente en los cantones Ambato, Pelileo y Pillaro.

Con las cuentas visualizadas en el software ArcGIS Pro, se analizaron patrones geográficos y de comportamiento de pago, lo que permitió segmentar la cartera según factores como reincidencia, monto adeudado, antigüedad de la deuda y accesibilidad territorial. Este análisis reveló que ciertas zonas urbanas presentaban altos índices de morosidad repetitiva, mientras que algunas zonas rurales mostraban menor saldo, pero mayor dificultad operativa, lo que llevó a establecer estrategias diferenciadas de contacto y seguimiento, iniciando por Pilahuín una zona rural accesible del cantón Ambato.

Se establecieron prioridades de gestión, enfocándose en los clientes con mayor viabilidad de pago, pero desconocimiento de la deuda. Se elaboró un modelo de priorización que combinó ubicación, historial de

cumplimiento y monto adeudado, permitiendo canalizar los recursos hacia segmentos de alto impacto. Gracias a ello, se logró intervenir de forma más efectiva, logrando para el mes de mayo obtener los resultados representados en la Tabla Nro. 1.3.

Tabla Nro. 1.3: Cuentas contrato inactivas por cantón con corte a mayo del 2025

Agencia	Saldo Total	Cuentas Involucradas
Ambato	\$ 116.608,09	974
Baños	\$ 10.091,90	63
Patate	\$ 5.186,90	41
Pelileo	\$ 41.265,02	263
Pillaro	\$ 27.251,42	261
Quero	\$ 8.311,01	50
Total General	\$ 208.714,34	1.652

Se evaluó la efectividad de la metodología aplicada comparando los datos iniciales con los resultados obtenidos tras la implementación. Mostrando que se registró una disminución significativa tanto en el número de cuentas como en el saldo pendiente, con un total actualizado de 1.652 cuentas y un saldo de USD 208.714,34. Esto representa una reducción de 3.822 cuentas de la proyección presentada y \$ 30.922,45 que representan el 12,9% en saldo considerando el corte del mes de octubre. Esto evidencia la efectividad del modelo a ser implementado.

Finalmente, la aplicación práctica del proyecto validó que el uso de herramientas geoespaciales permite mejorar las gestiones realizadas para la recuperación de cartera

en etapa Precoactiva, permitiendo una gestión territorial más eficiente, focalizada y con el menor costo operativo. Esta metodología constituye una base replicable, no obstante, requiere un mayor análisis y ajustes adicionales previos a su despliegue a mayor escala.

1.9 Conclusiones

La implementación de un Sistema de Información Geográfica (SIG) aplicado al análisis de cuentas contrato inactivas, permite transformar la gestión de cartera en un proceso visual y estratégico, facilitando el diagnóstico espacial del problema, llevando a la EEASA a ejecutar planificaciones estratégicas claras que permitan alcanzar los objetivos financieros.

El análisis georreferenciado ha evidenciado una clara concentración de cuentas inactivas en sectores centro, pero también en sectores periféricos de difícil acceso, mismos que involucran condiciones socioeconómicas particular que deben ser analizadas puntualmente y evitando generalizaciones.

La simulación de rutas óptimas mediante la herramienta Network Analysis de ArcGIS Pro ha demostrado su capacidad para reducir significativamente el tiempo de desplazamiento y los costos operativos del personal de campo. Esta planificación logística inteligente se traduce en un uso más eficiente de recursos, mejor gestión y por ende eficiencia.

El presente proyecto no debe considerarse una solución aislada, sino el primer paso hacia una transformación amplia en la gestión comercial de la EEASA. Su aplicabilidad se puede extender a otros procesos por su potencial transversal.

1.10 Recomendaciones

Es recomendable formalizar el uso de Sistemas de Información Georreferenciada como herramientas prioritarias, dotando al personal de capacitación continua y licenciamientos adecuado para el uso de software especializado como ArcGIS Pro.

Es óptimo manejar equipos multidisciplinarios orientados a generar reportes operativos dinámicos, que incluyan información de gestión de cartera en capas georreferenciadas.

Establecer indicadores de rendimiento para evaluar la eficiencia de las rutas generadas y tener una retroalimentación del trabajo realizado.

Se recomienda diseñar paneles de monitoreo en tiempo real que permiten visualizar el avance territorial y ajustar la estrategia de manera dinámica.

1.11 Bibliografía

[1] R. D. Londoño P, «Los sistemas de información georreferenciada,» SIG. Revista de la Universidad de La Salle, vol. 28, pp. 53-62, 1999.

[2] ESRI, «www.esri.com,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.esri.com/es-es/arcgis/products/arcgis-pro/overview>.

[3] F. S. Hillier y G. Lieberman, Investigación de operaciones, 2015.

[4] RUTA OPTIMA - Implementar métodos de búsqueda para encontrar la ruta más corta entre dos ciudades de Ecuador, 2016.

[5] C. E. Flores Tapia y K. L. Flores Cevallos, «Método simplex de programación lineal aplicado a una empresa distribuidora de mobiliario,» Central American Journals Online (CAMJOL), vol. 71, pp. 22-33, 2022.

Autor



Mayra Barahona

Ingeniera Industrial en
Procesos de Automatización

Escanea el código para ver
el perfil de LinkedIn





Transformación digital del sector eléctrico ecuatoriano: simulación en tiempo real para una operación más segura y eficiente del S.N.I.

Capítulo 02

Transformación digital del sector eléctrico ecuatoriano: simulación en tiempo real para una operación más segura y eficiente del S.N.I.



Diego Sebastián Paguay Garcés
Ingeniero Eléctrico

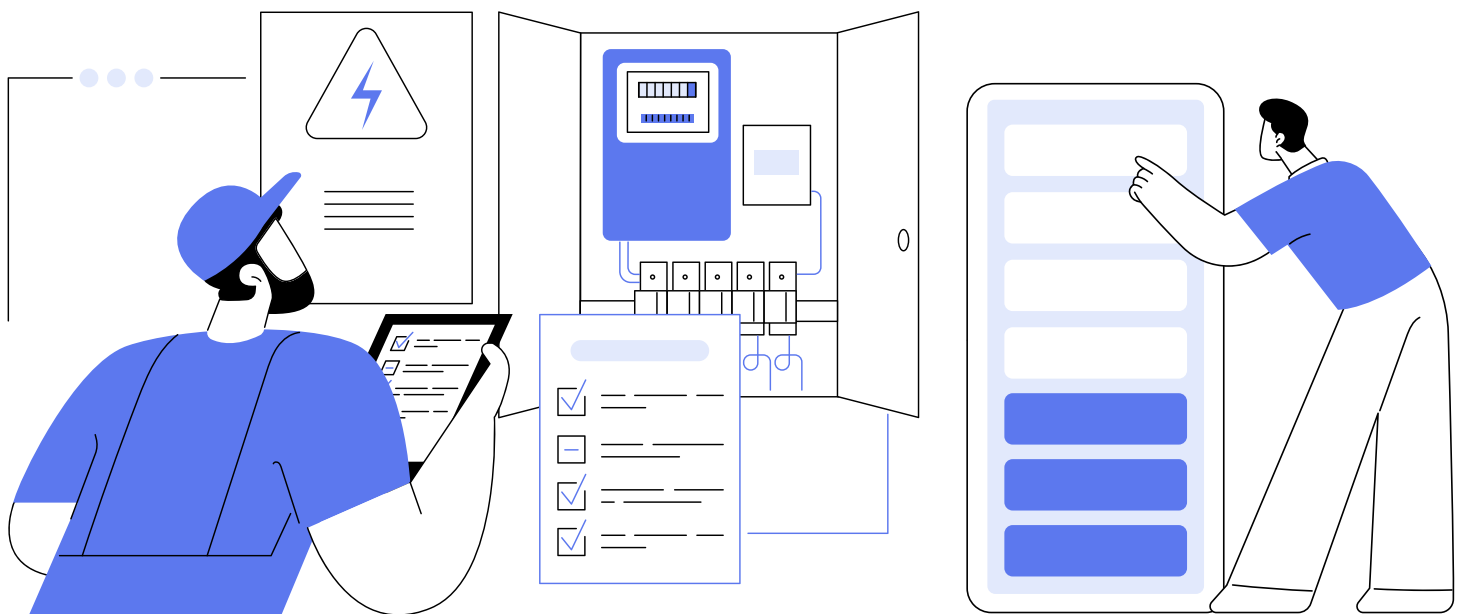


David Mauricio Panchi Vergara
Ingeniero Eléctrico

2.1 Introducción

En el marco de la innovación en el sector eléctrico ecuatoriano, el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) ha planteado proyectos de desarrollo técnico enfocados en la transformación digital del sector y el progreso hacia las redes eléctricas inteligentes. El uso de tecnologías de vanguardia que faciliten la integración de estas nuevas tendencias a estudios especializados enfocados a mejorar la confiabilidad, seguridad y resiliencia del Sistema Nacional Interconectado (SNI) resultan fundamentales para el progreso del sector eléctrico ecuatoriano.

Una de las tecnologías que brinda un amplio espectro de aplicación debido a las prestaciones que esta ofrece a los estudios de sistemas eléctricos es la simulación digital en tiempo real, la cual permite la implementación de entornos de simulación ciber físicos, de los cuales se puede llevar los resultados de las simulaciones tradicionales en software convencional e integrar estos como parte de la operación de equipos y/o sistemas reales.



2.2 Alcance

El alcance general de los proyectos desarrollados en base a simulación digital en tiempo real por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) incluye la implementación de un modelo del SNI especializado para estudio de los fenómenos dinámicos del sistema y la integración de este modelo como un gemelo digital integrado a un sistema de monitoreo dinámico; la implementación de una arquitectura Power Hardware in the Loop (PHIL) para la prueba de inversores fotovoltaicos; y la implementación de un gemelo digital de una línea de transmisión del SNI para la evaluación de su estabilidad de voltaje dentro de un sistema de monitoreo dinámico. El enfoque de estos proyectos ha sido demostrar los tipos de estudio posibles con la simulación digital en tiempo real.

2.3 Objetivos



→ Utilizar la simulación digital en tiempo real para la implementación de estudios especializados que aporten al desarrollo técnico en el contexto de la operación del SNI.

- Implementar el Gemelo digital del SNI reducido, basado en un modelo especializado del SNI para estudios dinámicos, integrando con las herramientas de análisis de estabilidad del sistema de monitoreo de área extendida (WAMS) del Operador Nacional de Electricidad (CENACE).
- Implementar una arquitectura Power Hardware in the Loop (PHIL) para prueba de inversores fotovoltaicos con el uso del amplificador de potencia y el simulador digital en tiempo real del laboratorio de simulación en tiempo real, y el sistema de generación fotovoltaica del Operador Nacional de Electricidad (CENACE).

- Implementar y validar un gemelo digital de un corredor de transmisión para la evaluación de estabilidad de voltaje en el sistema WAMS.

2.4 Simulación digital en tiempo real

En el contexto de la digitalización de los sistemas eléctricos de potencia, la simulación digital en tiempo real es una tecnología que permite la integración de sistemas ciberfísicos para la implementación de estudios especializados a través de diversos campos de aplicación [1]. Con la constante evolución de los sistemas eléctricos, la penetración de nuevas tecnologías como los sistemas de generación basados en electrónica de potencia, la implementación de gemelos digitales y la digitalización de subestaciones, la posibilidad de integrar estos sistemas y probarlos bajo un entorno de simulación digital en tiempo real se vuelve una valiosa herramienta para mejorar la confiabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos [2].

La simulación digital en tiempo real consiste en realizar simulaciones de un sistema dinámico, manteniendo el sincronismo con el tiempo, considerando que los resultados obtenidos de la simulación sean determinísticos en cada paso de integración en tiempo discreto de la simulación, lo cual se consigue con hardware y software especializado que hace posible esta tarea a través del seccionamiento de los sistemas simulados para su posterior cómputo en paralelo [3].

La ventaja de la simulación digital en tiempo real aplicada a sistemas eléctricos de potencia es que esta permite ir más allá de estudios puramente teóricos en software de simulación tradicional, ya que permite obtener los resultados de la simulación en sincronismo con el tiempo real, de modo que las señales obtenidas puedan ser utilizadas en equipos o sistemas

especializados, a través de módulos de conversión digital a analógica, o a través de protocolos de comunicaciones. De esta forma, se hace posible el intercambio de señales entre el simulador digital en tiempo real, y los equipos y/o sistemas bajo prueba, resultando en un lazo cerrado de intercambio de información.

2.4.1 Laboratorio de simulación digital En tiempo real

En la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo de la Gerencia Nacional de Desarrollo Técnico del Operador Nacional de Electricidad - CENACE, se ha implementado un sistema de simulación digital en tiempo real basado en la plataforma de OPAL-RT, ver Figura Nro. 2.1, e integrando IEDs de distintas marcas, controladores de automatización en tiempo real (RTACs), fuentes de sincronismo de alta precisión por GPS, sistemas de monitoreo de área extendida WAMS para desarrollo y pruebas, y equipos de potencia como amplificadores de señales de bajo nivel, amplificadores de potencia regenerativos y cargas dinámicas.

Figura Nro. 2.1: Laboratorio de Simulación Digital en Tiempo Real del Operador Nacional de Electricidad (CENACE).



La visión que se tiene para el sistema de simulación digital en tiempo real consiste en la mejora continua de las condiciones operativas del sistema, haciendo uso de las ventajas de la simulación en tiempo real para para prueba de esquemas de monitoreo, protección y control local e Inter área, diseño y validación de modelos dinámicos, prueba de equipos y protocolos de comunicaciones, etc.

Gracias a los softwares HYPERSIM y RT-LAB de OPAL-RT es posible realizar simulaciones de transitorios electromagnéticos (EMT) en una ventana de microsegundos, y simulaciones en el dominio fasorial (RMS) en una ventana de milisegundos [3]. Para este tipo de simulaciones la utilización de modelos validados que sean capaces de reproducir fielmente el comportamiento dinámico de los sistemas reales a simular.

2.4.2 Esquemas Hardware In The Loop (HIL)

La simulación digital en tiempo real hace posible implementar esquemas de lazo cerrado con equipos reales, en donde el simulador en tiempo real produce las señales necesarias para alimentar un equipo, como los voltajes y corrientes a la salida de TPs y TCs que alimentan a un relé de protección, y el simulador a su vez es capaz de recibir las señales resultantes del procesamiento de dicho equipo, como sería la señal de disparo en el ejemplo del relé de protección. De esta forma, el equipo bajo prueba sería una parte integral del sistema simulado, y esto resultando en la posibilidad de probar el funcionamiento y operación real de dicho equipo. A este tipo de implementación se le conoce como Hardware In The Loop (HIL) [4].

En caso de que sea posible implementar el lazo cerrado incluyendo equipos de potencia, haciendo uso de algún tipo de interfaz, como los amplificadores de potencia, y transductores para el intercambio de señales, como los

transformadores de instrumento, este tipo de implementación recibe el nombre de Power Hardware In The Loop (PHIL).

2.5 Gemelo digital del SNI reducido para estudios dinámicos

La simulación digital en tiempo real está enfocada en el estudio del comportamiento de sistemas dinámicos, por lo cual, la implementación de un modelo del Sistema Nacional Interconectado (SNI) que permita monitorear el comportamiento dinámico y estacionario de su contraparte real frente a distintos eventos y escenarios de operación posibles que se puedan plantear para facilitar el análisis de dicho sistema y sus respectivos sistemas de control y protección.

De la misma forma, este tipo de implementación tiene como ventaja la implementación de plataformas de entrenamiento de operadores, gracias a que sería posible tener un sistema que reproduzca condiciones de operación críticas del sistema en las cuales las correctas acciones del operador puedan solventar y/o mitigar las distintas condiciones adversas que se puedan presentar en la operación en tiempo real. Con esta implementación, efectivamente se puede entrenar en un ambiente controlado las acciones del operador para mejorar el desempeño dinámico del sistema reproduciendo de la forma más cercana a la realidad las condiciones de operación en una sala de control real.

2.5.1 Modelo de SNI Reducido

La implementación de un equivalente del Sistema Nacional Interconectado contempla considerar la red de transmisión a niveles de voltaje de 500 kV, 230 kV y 138 kV, y los principales centros de generación del país. Se parte de modelar el equivalente del SNI en PowerFactory y luego utilizar una herramienta en lenguaje Python que permita crear la base de datos necesaria para su

utilización en el paquete ePhasorsim del software RT-LAB para la importación de los elementos del sistema eléctrico como son líneas de transmisión, barras, transformadores de dos y tres devanados, generadores sincrónicos y estáticos, cargas, y elementos shunt [5].

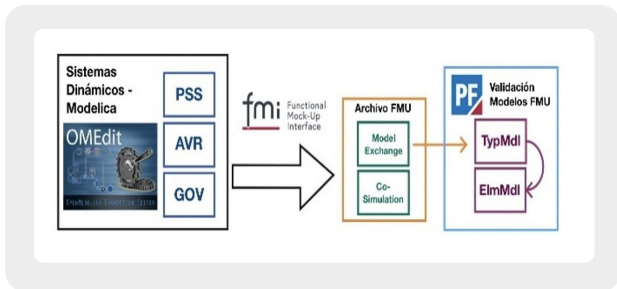
2.5.2 Lenguaje Modelica y Estándar FMI

En cuanto a los sistemas de control de las unidades de generación del modelo del SNI Reducido, se ha considerado la actualización de los sistemas de control de 20 centrales de generación, las cuales tienen disponible el regulador de voltaje (AVR), el regulador de velocidad y turbina (GOV), y opcionalmente el estabilizador de sistemas de potencia (PSS).

Considerando que CENACE tiene disponible la información de los modelos validados de los sistemas de control de las diferentes centrales en lenguaje DSL de PowerFactory, para esta implementación se ha realizado una traducción de los modelos originales en DSL de PowerFactory al lenguaje Modelica, y estos se han exportado con el uso del estándar FMI para su validación en DigSILENT PowerFactory, gracias su integración con este estándar.

Finalmente, se ha exportado con las herramientas de creación de FMUs de RT-LAB los modelos de los sistemas de control de las 20 centrales de generación que los tienen disponibles. En la Figura Nro. 2.2 se muestra un esquema de cómo se realiza la validación de modelos traducidos a Modelica y exportados con el estándar FMI.

Figura Nro. 2.2: Esquema para validación de modelos creados en el lenguaje de Modelica.



Modelica es un lenguaje de modelado de sistemas dinámicos, el cual permite la creación de modelos de dichos sistemas a través de expresiones Booleanas, ecuaciones diferenciales, y ecuaciones algebraicas. Este es un lenguaje de código abierto caracterizado por ser multi dominio, es decir, no es específico para un solo ámbito de aplicación científica. Este lenguaje está nativamente integrado con el estándar Functional Mock-up Interface (FMI), el cual tiene un enfoque en el intercambio de modelos a través de distintos softwares gracias a su implementación de código abierto [6].

2.5.3 Implementación en ePhasorsim de RT-LAB

El paquete ePhasorsim del software RT-LAB permite la simulación en el dominio fasorial de sistemas de potencia, este tiene disponible en su librería nativa los elementos de estado estacionario del sistema eléctrico, y dispone de modelos dinámicos estándar de la IEEE. Dispone de integración con el estándar FMI, lo cual hace posible utilizar modelos creados por el usuario en el lenguaje de Modelica [3].

Aprovechando las características del paquete ePhasorsim, se ha creado una herramienta de exportación en lenguaje Python de los elementos estacionarios desde PowerFactory, la cual crea un archivo de Excel el cual corresponde a la base de datos

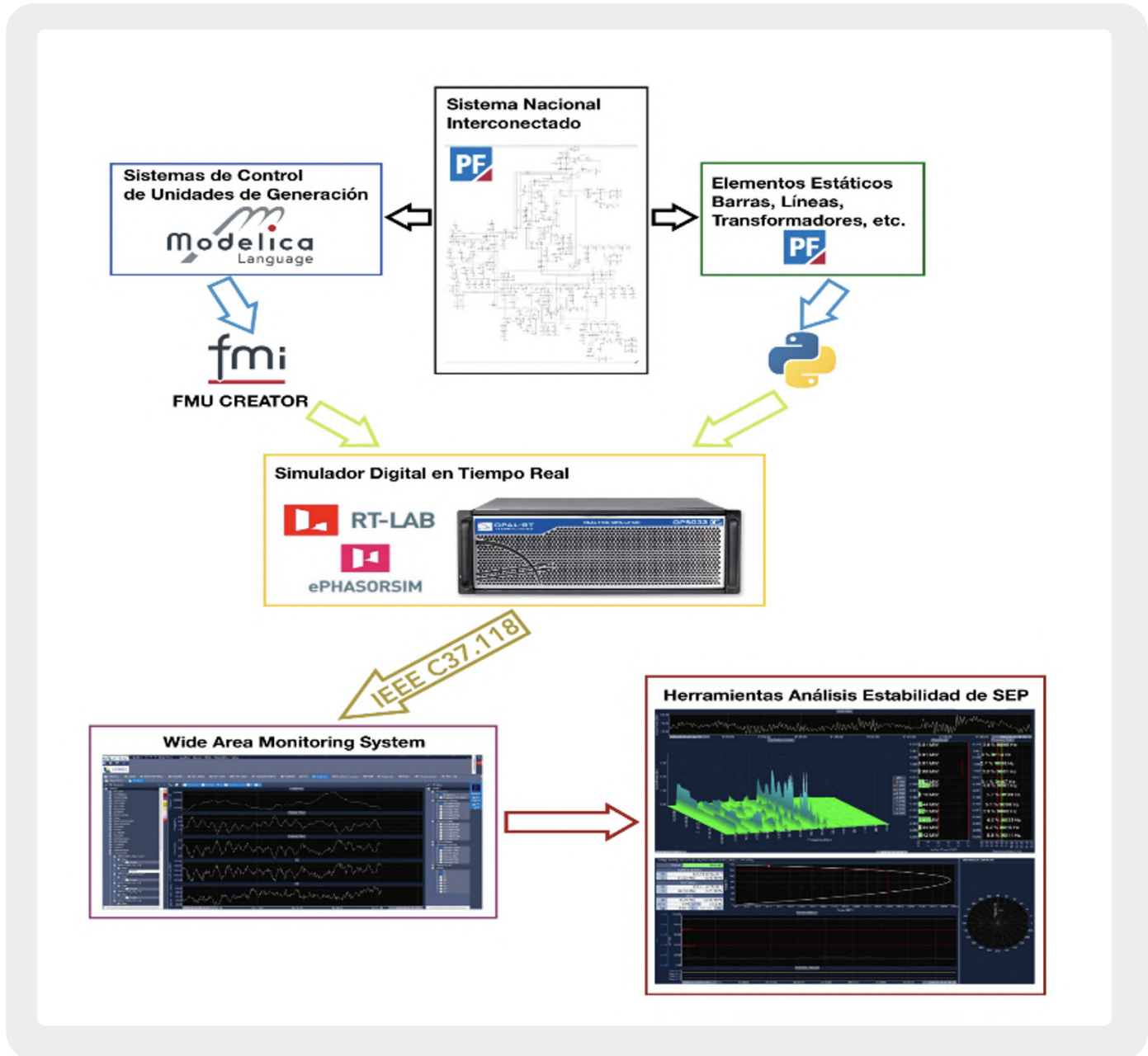
de elementos de estado estacionario, a partir de los parámetros de cada elemento existente en la base del SNI reducido. Se ha preferido la creación de esta herramienta frente a la herramienta de exportación nativa de ePhasorsim considerando las particularidades existentes en el SNI, además de facilitar la modificación de los elementos de la base de datos en caso de ser necesario.

Finalmente, se integra los resultados de la simulación digital en tiempo real con el sistema de monitoreo de área extendida (WAMS) haciendo uso de la integración con protocolos de comunicaciones, en este caso siendo el protocolo IEEE C37.118 que permite el envío de datos sincrofásiales al PDC de un sistema WAMS de pruebas y desarrollo [5].

En la Figura Nro. 2.3 se muestra el entorno de simulación digital en tiempo real utilizado para la implementación del gemelo digital del SNI reducido.



Figura Nro. 2.3: Entorno de Simulación Digital en Tiempo Real para el Gemelo Digital del SNI Reducido.



2.6 Arquitectura power hardware in the loop para prueba de inversores en condiciones de sincronismo con la red externa

2.6.1 Amplificador de Potencia

El amplificador utilizado para la arquitectura Power Hardware In The Loop (PHIL) es un amplificador de cuadrante 4 (4Q), el cual es capaz de operar en los 4 cuadrantes del plano de potencia, permitiéndole a este absorber y entregar potencia activa y reactiva. Para simulación de tipo lazo cerrado PHIL es requerido para simular condiciones de conexión con la red reales [7].

El amplificador de potencia disponible en CENACE es de la AMETEK modelo MX-45Pi, el cual tiene una potencia nominal de 45 kVA, y

este tiene equipado un módulo que hace posible la operación de este en modo regenerativo, lo cual lo convierte en un amplificador 4Q. Este equipo tiene disponible una interfaz de bajo nivel para recibir señales de voltaje de referencia, las cuales pueden ser adquiridas desde el módulo de entradas y salidas analógicas de un simulador en tiempo real.

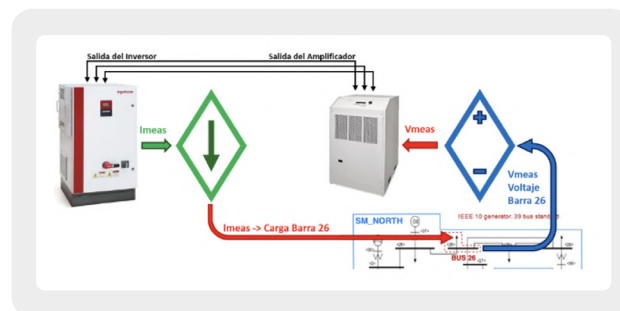
En esta integración, el amplificador actúa como una barra del sistema simulado, actuando como una fuente de voltaje controlada por el voltaje de una barra de la red, e interactuando con los equipos en prueba que se conecten a sus terminales. Es importante considerar que el amplificador sea capaz de absorber/entregar la potencia completa del equipo en prueba.

Para esta implementación, se conecta en los terminales del amplificador de potencia a los terminales de un inversor fotovoltaico, el cual está conectado a un juego de paneles fotovoltaicos. Desde el punto de vista del amplificador, el inversor se comporta como una fuente de corriente variables.

2.6.2 Algoritmo de Interfaz

La metodología que define el intercambio de señales entre el simulador digital en tiempo real y los equipos en prueba, así como los tiempos a los que se da el intercambio de señales, se denomina el algoritmo de interfaz. En la Figura Nro. 2.4 se muestra el diagrama del algoritmo de interfaz en la arquitectura HIL implementada.

Figura Nro. 2.4: Algoritmo de Interfaz entre sistema simulado, inversor fotovoltaico y amplificador de potencia.

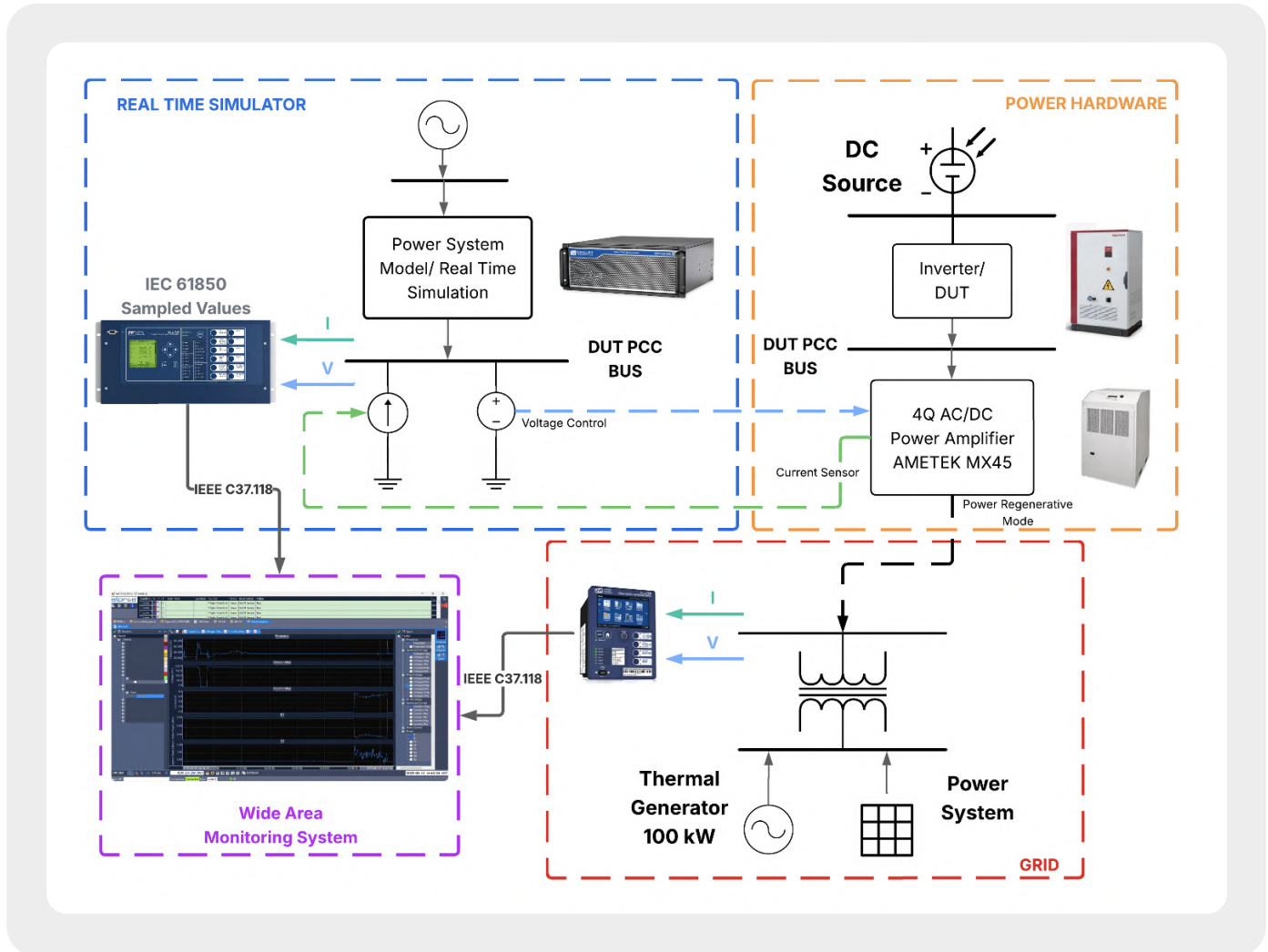


Para este caso se ha utilizado el algoritmo de interfaz ITM (Ideal Transformer Model), debido al balance entre desempeño, facilidad de implementación, y eficiencia computacional. Este algoritmo comprende la amplificación de una señal de referencia, y la realimentación de una señal medida del equipo de prueba. La señal de referencia en este caso es el voltaje de una barra del sistema simulado, y la señal de realimentación es la corriente medida en los conductores hacia el equipo bajo prueba [8].

2.6.3 Pruebas a Inversor Fotovoltaico Seguidor de Red

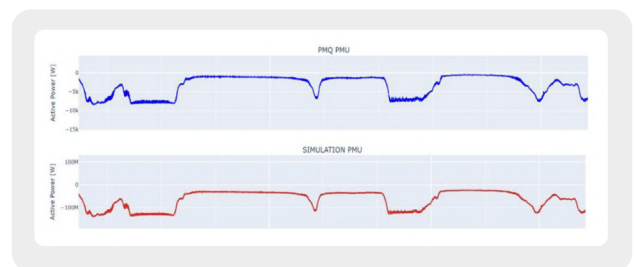
La arquitectura implementada se muestra en la Figura Nro. 2.5. El sistema simulado es gestionado por el simulador digital en tiempo real, y el equipo de prueba en este caso comprende todo el sistema de generación fotovoltaica de CENACE, siendo el punto de conexión el inversor, el amplificador de potencia actúa como la interfaz entre el simulador y el equipo de prueba. Para el monitoreo de esta arquitectura se utiliza un IED SEL 421, el cual recibe mediciones de voltaje y corriente desde el sistema simulado a través de Sampled Values del estándar IEC 61850, y en la alimentación del amplificador de potencia se monitorea con un IED SEL 735 mediante conexión física, ambos IED se configuran como PMUs y se comunican con WAMS mediante el protocolo IEEE C37.118 [9].

Figura Nro. 2.5: Entorno de Simulación Digital en Tiempo Real para el Gemelo Digital del SNI Reducido.



Las pruebas que se realizaron al inversor fueron de MPPT, frecuencia, voltaje y cortocircuitos. La prueba de la función de seguimiento de máximo punto de potencia se realiza sincronizando el inversor al sistema simulado, y registrar la variación de potencia activa generada tanto en la entrada del amplificador, así como en el sistema simulado, como se muestra en la Figura Nro. 2.6.

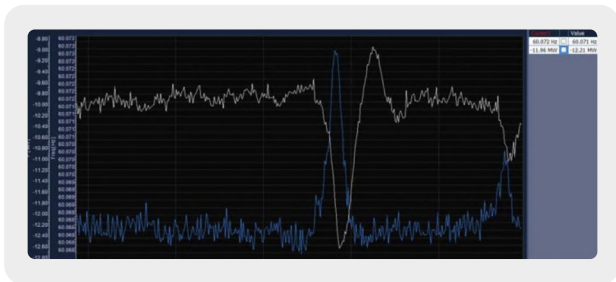
Figura Nro. 2.6: Potencia generada por el inversor frente a variaciones de irradiancia en el sistema simulado y a la entrada del amplificador.



Al considerar que la generación de potencia del inversor afecta a la frecuencia del sistema simulado, se ha registrado la variación de frecuencia debido a la variación de la potencia generada, la cual es función

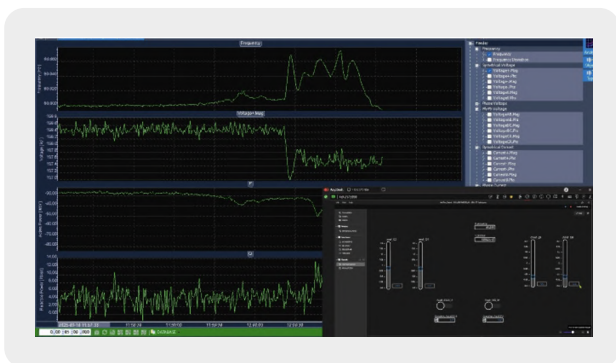
directa del nivel de irradiancia sobre los paneles, en la Figura Nro. 2.7 se puede observar este efecto sobre la frecuencia del sistema simulado.

Figura Nro. 2.7: Variación de Potencia (Azul) y Variación de Frecuencia (Blanco).



El dato de placa del inversor utilizado indica que el rango de voltaje dentro del cual el inversor puede operar comprende un rango de $\pm 10\%$ del voltaje nominal de 208 V. Se ha identificado que, si el voltaje del inversor sale de dicho rango, el inversor se desconecta de la red. Con la arquitectura implementada, en la Figura Nro. 2.8 se muestra la prueba de la aplicación de un paso de voltaje aplicado al inversor.

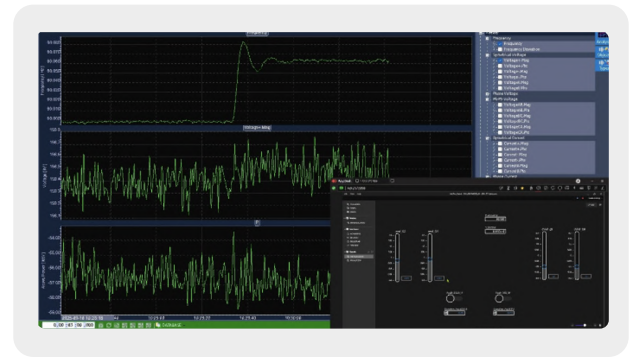
Figura Nro. 2.8: Resultados prueba paso de voltaje en terminales del inversor.



De forma similar, el dato de placa correspondiente a la frecuencia define un rango de operación entre 59.3 Hz a 60.5 Hz. Fuera de este rango el inversor no se sincroniza a la red. Con la arquitectura implementada, en la Figura

Nro. 2.9 se muestra la prueba de la aplicación de un paso de voltaje aplicado al inversor.

Figura Nro. 2.9: Resultados prueba paso de frecuencia aplicada a la señal de referencia del inversor.



De ambas pruebas se puede observar que la potencia producida por el sistema de generación fotovoltaica a través del inversor es controlada directamente por la irradiancia sobre los paneles solares, mientras que el voltaje y la frecuencia no tienen mayor efecto sobre la potencia producida siempre y cuando ambas variables se mantengan dentro de los rangos admisibles del inversor.

2.7 Gemelo digital de corredor de transmisión para evaluación de estabilidad de voltaje

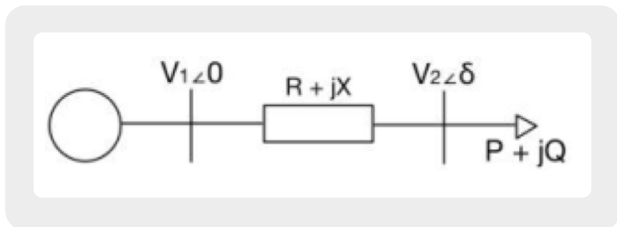
2.7.1 Estabilidad de voltaje en corredores de transmisión

La estabilidad de voltaje en un sistema de potencia se asocia con la capacidad del sistema de mantener el voltaje en rangos aceptables en todos sus nodos frente a diferentes condiciones operacionales. La evaluación de la estabilidad de voltaje se basa en cuantificar un rango operativo seguro, haciendo uso de límites de estabilidad calculados a partir de las variables medidas y/o estimadas del estado operativo actual. La estabilidad de voltaje de largo plazo está considerada para una ventana

La estabilidad de voltaje en un sistema de potencia se asocia con la capacidad del sistema de mantener el voltaje en rangos aceptables en todos sus nodos frente a diferentes condiciones operacionales. La evaluación de la estabilidad de voltaje se basa cuantificar un rango operativo seguro, haciendo uso de límites de estabilidad calculados a partir de las variables medidas y/o estimadas del estado operativo actual. La estabilidad de voltaje de largo plazo está considerada para una ventana de tiempo de unos pocos minutos [10].

En corredores de transmisión es posible evaluar la estabilidad de voltaje considerando el límite de transferencia de potencia activa asociado a la magnitud de voltaje en el extremo de envío y a la potencia activa y

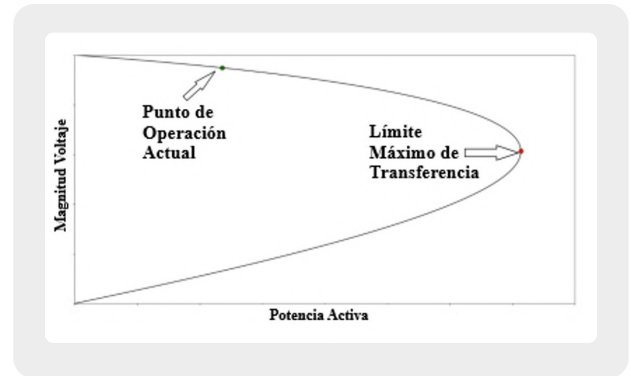
Figura Nro. 2.10: Equivalente Thevenin de un Corredor de Transmisión.



$$V_2 = \sqrt{\frac{V_1}{2} (QX + PR) \pm \sqrt{\frac{V_1^4}{4} - V_1^2 (QX + PR) - (PX - QR)^2}}$$

A partir de esta ecuación es posible obtener la curva PV asociada a un estado operativo del corredor de transmisión, y dentro de esta se puede ubicar el punto de operación actual, ver Figura Nro. 2.11. La parte superior de la curva PV se calcula con la versión positiva de (2), y la parte inferior se calcula con la versión negativa de (2). El punto de bifurcación de la curva es el límite máximo de transferencia de potencia de un corredor de transmisión [11].

Figura Nro. 2.11: Curva PV de un corredor de transmisión.



La curva PV de un corredor de transmisión depende de las condiciones operativas en las que el corredor de transmisión se encuentra. Debido a ello, cada estado operativo tendrá una curva PV asociada, y, por lo tanto, un límite asociado.

Si se considera la razón porcentual entre la potencia activa del punto operativo, y la potencia activa en el límite máximo de transferencia, se puede calcular el índice Load Flow Percentage (LF-P), como se muestra en (3). De la misma forma, si se considera la impedancia Thevenin nominal del corredor, la impedancia Thevenin calculada del corredor, y los voltajes de envío y recepción, se puede calcular el índice Voltage Stability Zone (VS-Z).

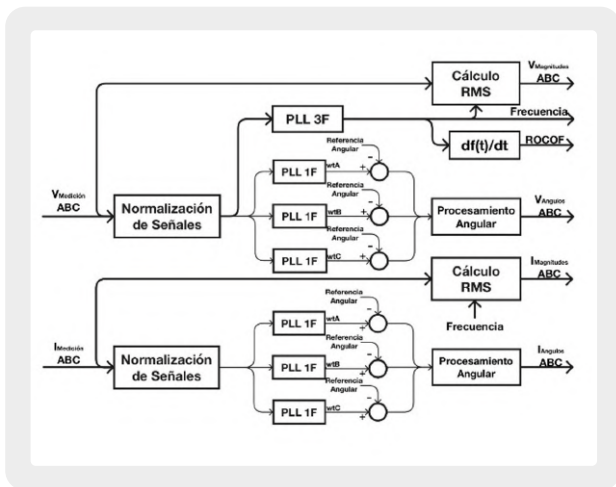
$$LF - P = 100\% * \frac{P_{\text{Punto Operación Actual}}}{P_{\text{Límite Transferencia}}} \quad (3)$$

Ambos índices de estabilidad de voltaje son calculados por el sistema WAMS de CENACE, y son aplicables a corredores de transmisión en los que se tenga disponible PMUs en los extremos de envío y recepción de una línea de transmisión.

2.7.3 Modelo de PMU en HYPERSIM

Como se ha mencionado anteriormente, el modelo de PMU implementado se ha considerado de modo que se pueda establecer comunicaciones con un sistema WAMS a través del protocolo IEEE C37.118, y fundamentalmente que pueda realizar la estimación fasorial de forma adecuada considerando los lineamientos de los estándares IEEE C37.118.1-2011, IEEE C37.118.2-2011 y la enmienda IEEE C37.118.1-2014. Actualmente, HYPERSIM no dispone de un bloque de estimación fasorial o de PMU en su librería nativa. En la Figura Nro. 2.13 se muestra un diagrama del modelo de PMU implementado [12].

Figura Nro. 2.13: Modelo de PMU en HYPERSIM.



Se parte de la utilización de controles PLL para la determinación de la frecuencia y del ángulo de fase de las ondas sinusoidales de voltaje y corriente. En el control PLL se debe tener en cuenta que su señal de entrada no debe crecer o decrecer en magnitud de forma abrupta, por lo cual, a la entrada de estos controles se utiliza un esquema de normalización de señales adaptativo, con el cual se asegura conservar la característica de frecuencia y fase de las ondas medidas, pero se mantiene su amplitud en un rango determinado para evitar problemas con el control PLL.

Las señales de salida de los controles PLL son la frecuencia, la cual es utilizada directamente como salida del modelo de PMU, y la frecuencia angular, la cual debe ser procesada para obtener el valor del ángulo de fase de las ondas medidas. El valor del ROCOF se obtiene aplicando la derivada en tiempo discreto de la señal de frecuencia, como se muestra en (4).

$$ROCOF[n] = \frac{Z-1}{Z*Ts} * f [n] \tag{4}$$

Para la estimación de las magnitudes de voltaje y corriente, se ha implementado el cálculo de su valor RMS a través de la definición matemática de este, presentada en (5), y se ha considerado que el valor resultante este en función de la frecuencia de la onda senoidal, obtenida de los PLL.

$$X_{RMS}[n] = \sqrt{\frac{1}{T[n]} \sum_{t-T[n]}^t x[n]^2} \tag{5}$$

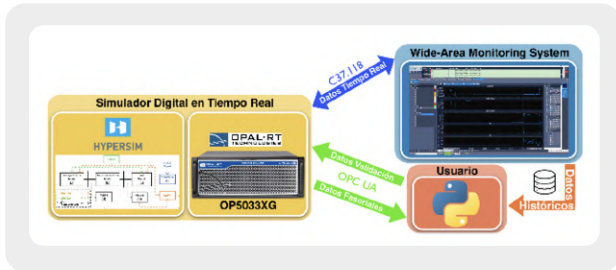
El bloque de procesamiento angular del modelo de PMU consiste en tomar la diferencia entre la velocidad angular de las ondas medidas, y la velocidad angular de la onda sinusoidal a frecuencia fundamental de referencia sincronizada en tiempo, y calcular el ángulo de fase de cada onda medida en radianes.

Se debe considerar que el modelo en HYPERSIM ha sido simulado con un paso de integración de 50 [us], por lo cual, el modelo de PMU calcula los fasores de voltaje y corriente en cada paso de integración. Sin embargo, el PDC del sistema WAMS en el que se reporta los datos sincrofásoriales está configurado para una tasa de muestreo de 16.66666 [ms].

2.7.4 Gemelo Digital de un Corredor de Transmisión

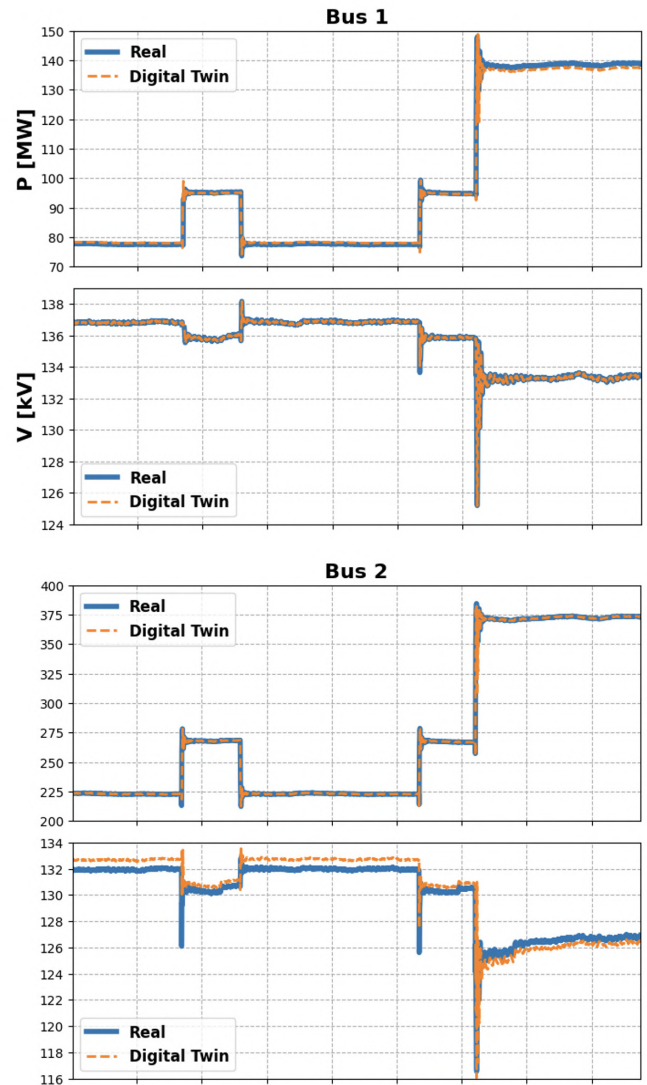
En la Figura Nro. 2.14 se muestra la arquitectura del gemelo digital como ha sido implementado. El intercambio de datos con el modelo simulado en tiempo real se realiza con el protocolo IEEE C37.118 para el intercambio de datos sincrofasoriales en tiempo real con el sistema WAMS, y con el protocolo OPC UA implementado en su interfaz de Python para la transmisión de datos históricos hacia el modelo simulado, y para el monitoreo de los datos sincrofasoriales en paralelo al sistema WAMS.

Figura Nro. 2.14: Arquitectura del Gemelo Digital de un Corredor de Transmisión para análisis de estabilidad de voltaje en el sistema WAMS.



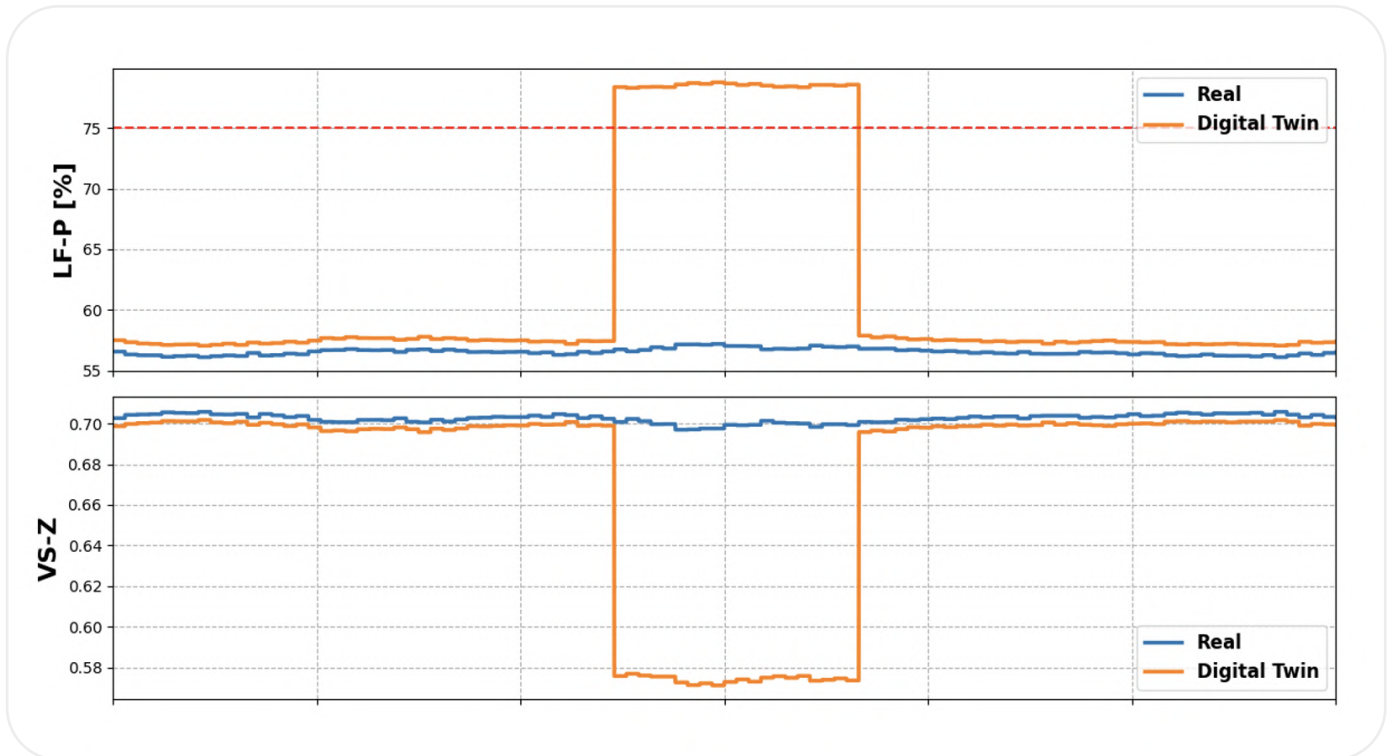
Los resultados de la validación con un evento crítico en el cual se pueda determinar si el modelo implementado es capaz de reproducir el comportamiento dinámico del corredor de transmisión se presentan en la Figura Nro. 2.15. Se puede observar de los resultados de la validación que el error entre los datos sincrofasoriales históricos, y los datos generados por el gemelo digital presentan variaciones mínimas frente a eventos críticos en donde la potencia activa y la magnitud de voltaje en los extremos de envío y recepción.

Figura Nro. 2.15: Resultados de Validación del Gemelo Digital.



Los resultados de la simulación de un evento de incremento súbito de demanda de reactivos en el extremo de recepción se presentan en la Figura Nro. 2.16. En este caso, el modelo de gemelo digital se encuentra recibiendo datos sincrofasoriales de magnitud de voltaje y carga desde el sistema WAMS, y este reporta los datos sincrofasoriales calculados en el modelo a un sistema WAMS de pruebas, en el cual se calculan los índices de estabilidad de voltaje asociados al evento, y estos se grafican junto a los datos del sistema WAMS real.

Figura Nro. 2.16: Índices de Estabilidad de Voltaje LF-P y VS-Z del corredor de transmisión real y del gemelo digital aplicado un evento de incremento tipo paso de demanda de reactivos.



2.8 Conclusiones

A través de proyectos de desarrollo técnico se han implementado aplicaciones de la simulación digital en tiempo real para el análisis y evaluación de las condiciones operativas del SNI, de modo que sea posible realizar estudios especializados para mejorar la confiabilidad, resiliencia y seguridad del SNI.

Los proyectos de gemelo digital tanto del SNI como del corredor de transmisión demuestran la capacidad de la simulación digital en tiempo real utilizar modelos validados para la recreación de eventos críticos en el sistema, y la integración de estos con un sistema de monitoreo dinámico.

La arquitectura PHIL para pruebas de inversores fotovoltaicos es un paso clave hacia la integración de sistemas de generación basados en energías renovables no convencionales, ya que en este proyecto se plantea una metodología en la cual se pueda realizar pruebas a los inversores fotovoltaicos bajo condiciones de sincronismo con una microrred simulada en tiempo real.

2.9 Bibliografía

- [1] S. Tripathi and F. Gonzalez-Longatt, *Real-Time Simulation and Hardware-in-the-Loop Testing Using Typhoon HIL*, Singapore: Springer, 2023.
- [2] M. D. Omar Faruque et al., "Real-Time Simulation Technologies for Power Systems Design, Testing, and Analysis," *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, vol. 2, no. 2, pp. 63-73, 2015.
- [3] OPAL-RT, "Software Platforms - HYPERSIM," [Online]. Available: <https://www.opal-rt.com/software-platforms/hypersim/>. [Accessed 24 10 2025].
- [4] S. Golestan et al., "Real-Time Simulation and Hardware-in-the-Loop Testing Based on OPAL-RT ePHASORSIM: A Review of Recent Advances and a Simple Validation in EV Charging Management Systems," *Energies*, vol. 17, n° 4893, 2024.
- [5] D. Aguas, *Implementación de una Plataforma de Simulación Digital en Tiempo Real para Entrenamiento de Operadores ante Fenómenos Dinámicos*, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2020.
- [6] Modelica Association, «OpenModelica,» 2026. [En línea]. Available: <https://openmodelica.org/>. [Último acceso: 01 03 2026].
- [7] C. Seitzl, J. Kathan, G. Lauss y F. Lehfuss, «Power hardware-in-the-loop implementation and verification of a real time capable battery model, » *Proceedings of the 2014 IEEE 23rd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, 2014.
- [8] W. Ren, *Accuracy Evaluation of Power Hardware-in-the-Loop*, Florida: The Florida State University, 2017.
- [9] D. Panchi et al., «Power Hardware in the Loop Architecture for Testing Grid Inverters Under Grid Connected Conditions, » de *2025 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT LA)*, Panama, 2025.
- [10] A. Ramapuram Matavalam, A. Bharati y V. AAjjarapu, «Voltage Stability Assessment and Transient Stability Assessment Tools in Grid Operations, » de *Basics of Voltage Stability Assessment*, Cham, Springer, 2021, pp. 25-77.
- [11] J. Cepeda, P. Verdugo y G. Argüello, «Monitoreo de la Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión en Tiempo Real a partir de Mediciones Sincrofasoriales,» *REVISTA EPN*, vol. 33, n° 3, 2014.
- [12] D. Paguay et al., «Modelo de Unidad de Medición Fasorial PMU Implementado en el Software de Simulación en Tiempo Real de Transitorios Electromagnéticos HYPERSIM,» *Revista Energía*, vol. 22, n° 2, pp. 32-43, 2026.

Autores



Diego Sebastián Paguy

Ingeniero Eléctrico

Escanea el código para ver el perfil de LinkedIn



David Mauricio Panchi

Ingeniero Eléctrico

Escanea el código para ver el perfil de LinkedIn





Cifras del sector eléctrico ecuatoriano

Capítulo 03

Cifras del sector eléctrico ecuatoriano



Andrea Torres
Magíster en Energías Renovables

Christian Junia
Ingeniero Eléctrico

Óscar Salazar
Ingeniero Eléctrico

Al cierre de diciembre de 2025, el sistema eléctrico ecuatoriano presenta una infraestructura y un desempeño operativo que se sintetizan en tres bloques:

3.1 Generación y transmisión

La generación eléctrica bruta a nivel nacional, considerando el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) y los Sistemas No Incorporados, alcanzó 38.212 GWh, respaldada por una capacidad instalada nacional de 9.449 MW y una potencia efectiva de 8.879 MW. Respecto al S.N.I., la energía bruta generada alcanzó los 33.965 GWh, con una capacidad instalada de 8.030 MW y una potencia efectiva de 7.789 MW.

El Sistema Nacional de Transmisión se compone de 6.669 km de líneas y 63 subestaciones que en conjunto suman 16.453 MVA de capacidad de transformación. Durante el periodo se registraron importaciones netas de 624 GWh y exportaciones de 195 GWh.

3.2 Distribución y comercialización

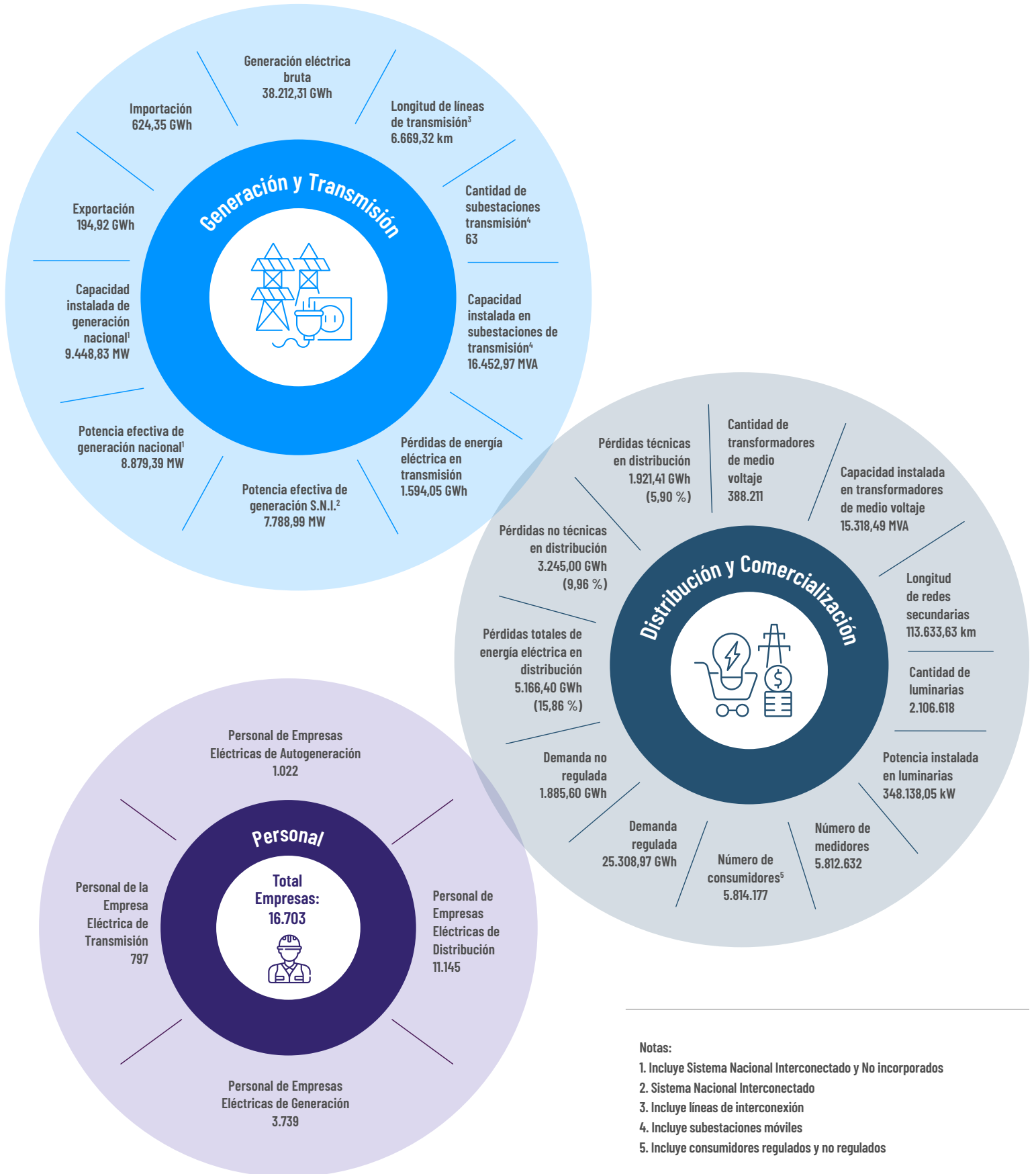
La red de distribución opera con 388.211 transformadores de media tensión y 113.634 km de redes secundarias, alimentando a 5.814.177 consumidores y 2.106.618 luminarias. La demanda regulada se situó en 25.309 GWh, mientras que el mercado no regulado sumó 1.886 GWh. Las pérdidas totales de energía eléctrica en distribución ascendieron a 5.166 GWh (15,86 %), desagregadas en pérdidas técnicas (1.921 GWh, 5,90 %) y no técnicas (3.245 GWh, 9,96 %).

3.3 Talento humano del sector

El sector eléctrico emplea a 16.703 personas, distribuidas principalmente en las empresas de distribución (11.145), generación (3.739), transmisión (797) y autogeneración (1.022). Este capital humano resulta fundamental para garantizar la continuidad, la seguridad y la calidad del servicio a escala nacional.

Las figuras 3.1, 3.2 y 3.3 resumen visualmente estos indicadores, proporcionando una vista comparativa e integrada de la realidad operativa del sector eléctrico ecuatoriano.

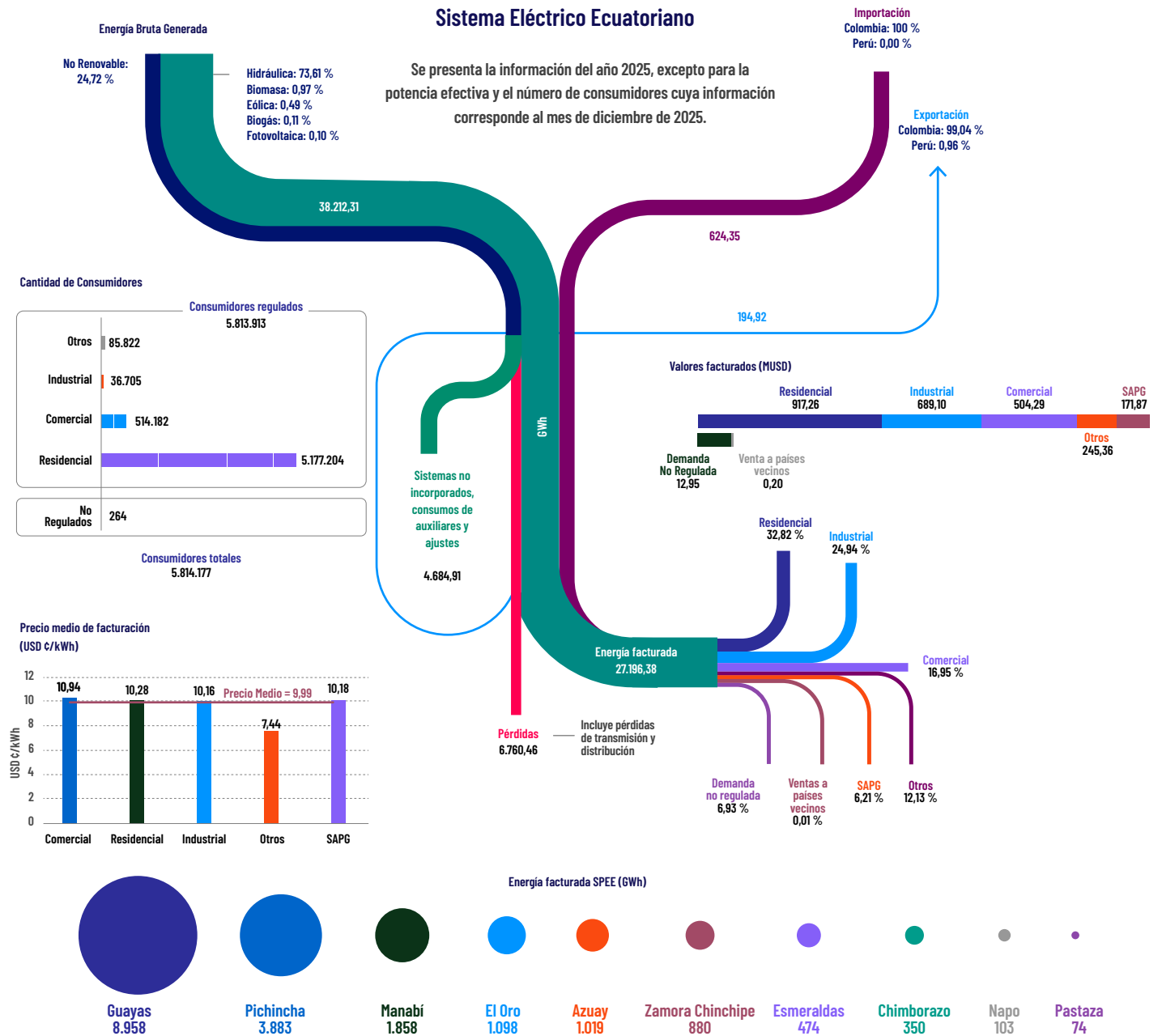
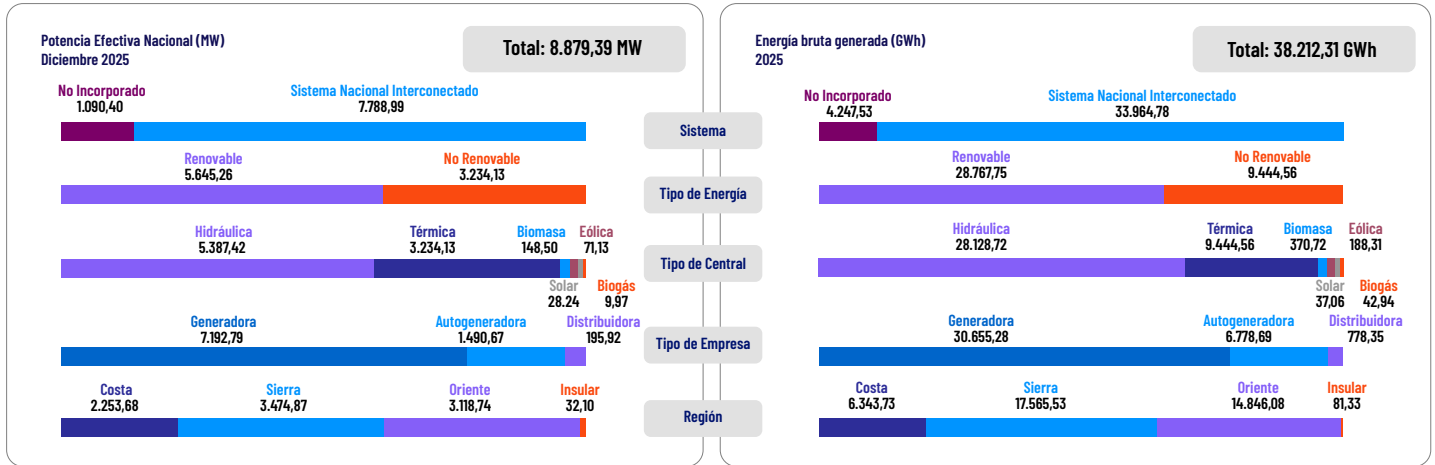
Figura Nro. 3.1: Cifras principales del sector eléctrico - Diciembre 2025



Notas:

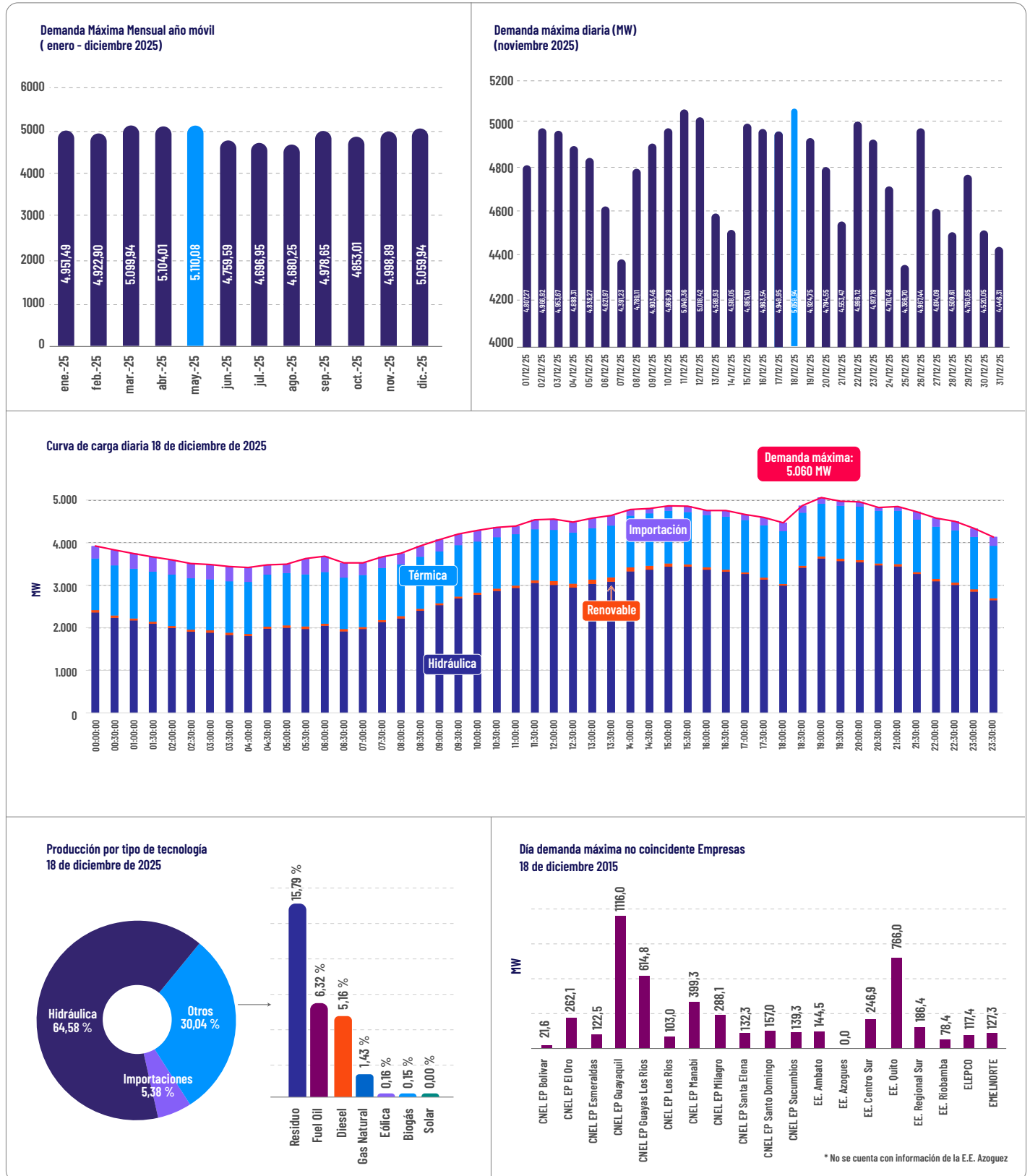
1. Incluye Sistema Nacional Interconectado y No incorporados
2. Sistema Nacional Interconectado
3. Incluye líneas de interconexión
4. Incluye subestaciones móviles
5. Incluye consumidores regulados y no regulados

Figura Nro. 3.2: Potencia, producción de energía, consumos, facturación



Se presenta información de demanda de potencia anual, mensual y diaria. Además, la demanda no coincidente de las distribuidoras con mayor participación en el mes de diciembre 2025.

Figura Nro. 3.3: Demanda de Energía en el Sistema Nacional Interconectado



3.4 Cifras de generación

Empresas de Generación, Autogeneración, Distribución y SGDA

Potencia Efectiva (MW)

Diciembre 2025

Figura Nro. 3.4: Generadoras

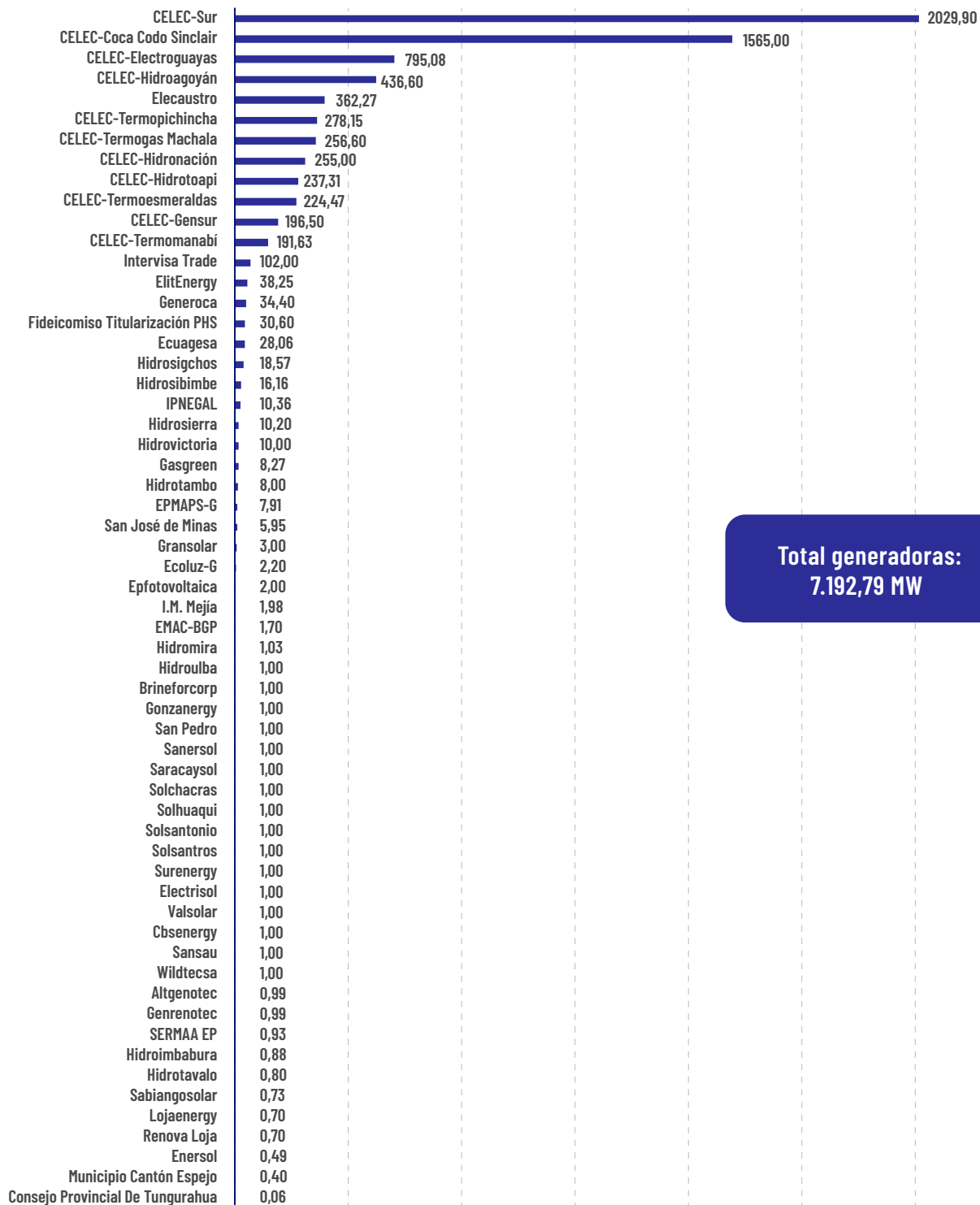


Figura Nro. 3.5: Autogeneradoras

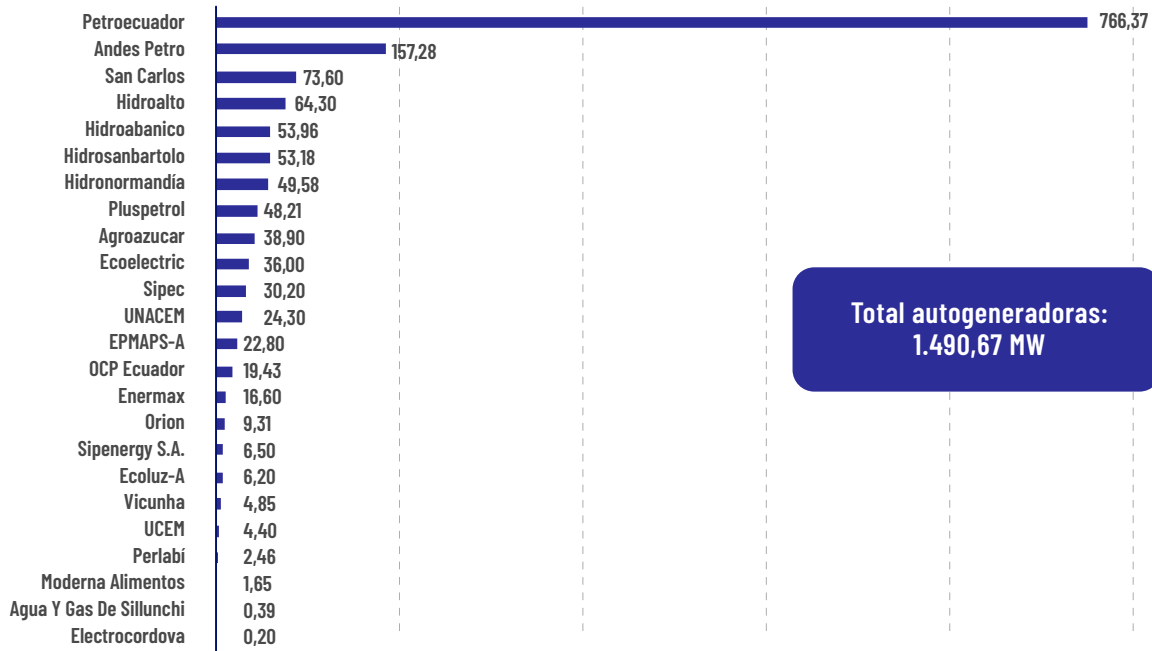


Figura Nro. 3.6: Distribuidoras

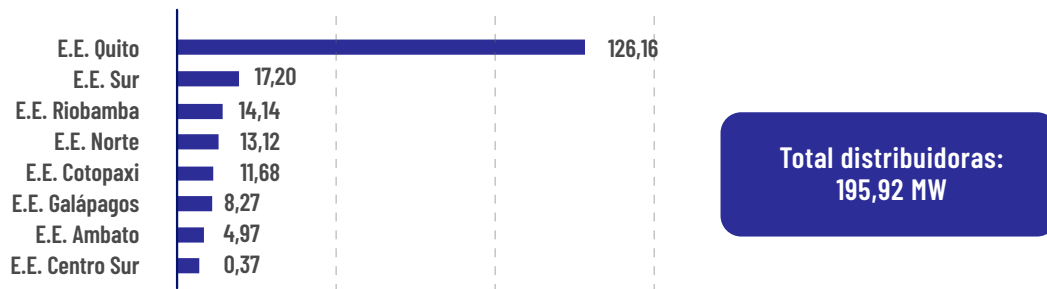
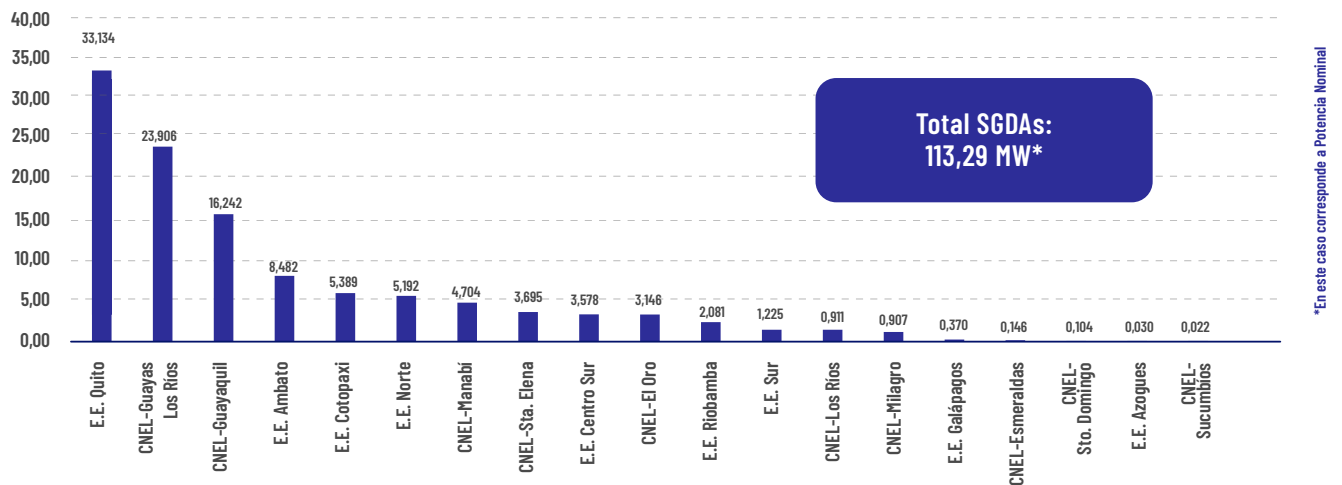


Figura Nro. 3.7: Sistemas de generación para autoabastecimiento - SGDAs instalados en área de concesión de las Empresas Eléctricas de Distribución



3.5 Cifras de transmisión

CELEC EP TRANSELECTRIC

Diciembre 2025

Tabla Nro. 3.1: Líneas de Transmisión Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.)

Tipo	Nivel de voltaje (kV)	Número de líneas #	Longitud (km)
Simple Circuito	138	42	1.933,37
	230	29	1.983,47
	500	6	610,00
Total Simple Circuito		77	4.526,84
Doble Circuito	138	15	530,38
	230	25	1.612,10
Total Doble Circuito		40	2.142,48
Total General		117	6.669,32

* Incluyen líneas de interconexión con Colombia y Perú

Tabla Nro. 3.2: Líneas de Transmisión de Interconexión

Tipo	Nivel de voltaje (kV)	Nombre Línea	Longitud Total (km)
Simple Circuito	138	Tulcán - Panamericana	15,50
Total Simple Circuito			15,50
Doble Circuito	230	La Avanzada - Alipio Rosales	29,36
		Pimampiro - Jamondino 1	59,73
		Pimampiro - Jamondino 2	54,38
Total Doble Circuito			143,47

Tabla Nro. 3.3: Subestaciones y transformadores del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.)

Tipo de Subestación	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Reducción	59	96	16.257,97
Reducción*	4	4	195,00
Total	63	100	16.452,97

3.6 Cifras de distribución y comercialización

Empresas de distribución y comercialización

Diciembre 2025

Tabla Nro. 3.4: Infraestructura de Distribución






Empresa	 Media tensión	 Transformadores		 Baja tensión	 Luminarias		 Medidores
	km	#	MVA	km	#	kW	#
CNEL-Bolívar	3.503,47	6.991	105,51	3.789	30.048	4.948,67	74.267
CNEL-El Oro	6.026,95	17.169	795,64	4.099	110.105	20.596,63	287.137
CNEL-Esmeraldas	5.184,52	11.410	367,80	3.215	62.872	11.540,06	132.591
CNEL-Guayaquil	4.019,09	42.134	2.803,01	6.171	209.673	34.464,94	721.462
CNEL-Guayas Los Ríos	9.254,65	37.179	1.529,08	6.225	120.270	21.880,27	380.842
CNEL-Los Ríos	3.860,19	11.630	383,77	2.407	40.403	7.268,31	154.086
CNEL-Manabí	8.980,13	33.038	1.058,62	7.926	154.274	27.512,72	367.687
CNEL-Milagro	4.647,89	14.342	477,92	2.400	59.585	11.401,46	168.405
CNEL-Sta. Elena	1.670,60	8.874	416,89	1.693	48.514	9.620,49	109.395
CNEL-Sto. Domingo	10.611,46	26.297	561,85	7.061	96.293	17.054,31	284.937
CNEL-Sucumbios	5.698,35	11.882	320,95	4.980	57.604	8.972,69	116.089
E.E. Ambato	6.477,02	18.300	509,65	9.279	168.862	25.038,96	315.245
E.E. Azogues	892,44	2.420	73,89	1.594	20.497	3.510,26	42.353
E.E. Centro Sur	11.228,59	30.289	995,40	13.931	191.804	34.896,40	458.036
E.E. Cotopaxi	4.759,14	11.706	361,72	6.663	76.683	11.129,29	162.586
E.E. Galápagos	375,71	1.377	48,49	280	6.928	820,04	15.248
E.E. Norte	6.799,89	20.600	595,19	7.881	139.501	20.513,01	287.259
E.E. Quito	9.475,73	44.918	3.150,25	11.960	336.787	54.131,53	1.300.044
E.E. Riobamba	4.729,24	16.024	332,57	5.975	91.088	12.218,80	194.932
E.E. Sur	9.119,06	21.631	430,30	6.104	84.827	10.619,22	240.031
Total	117.314,11	388.211	15.318,49	113.633,63	2.106.618	348.138,05	5.812.632

Tabla Nro. 3.5: Tipo de Consumidores por Empresa Eléctrica de Distribución




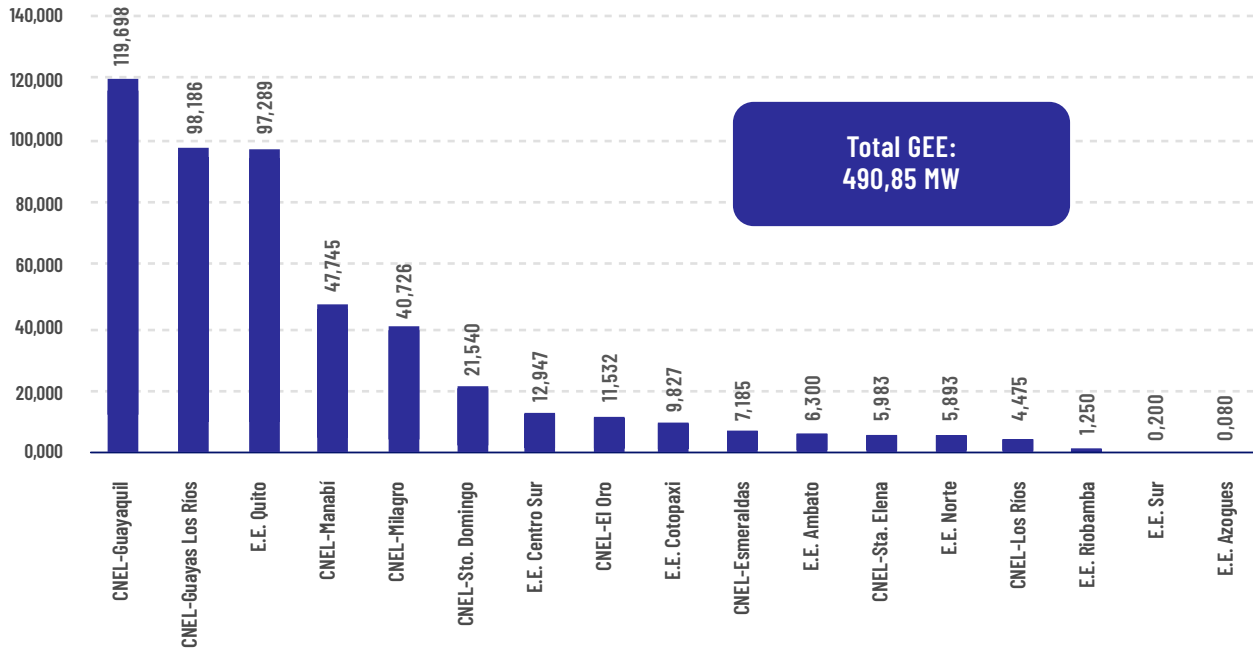
Empresa	Consumidores regulados				 Total regulados	 Total no regulados	 Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros			
CNEL-Bolívar	68.951	3.761	102	1.464	74.278	-	74.278
CNEL-EI Oro	262.542	18.147	1.465	3.790	285.944	1	285.945
CNEL-Esmeraldas	122.445	7.325	293	2.439	132.502	2	132.504
CNEL-Guayaquil	641.278	72.631	2.000	5.567	721.476	49	721.525
CNEL-Guayas Los Ríos	352.736	21.127	794	6.224	380.881	16	380.897
CNEL-Los Ríos	143.887	7.909	310	1.982	154.088	1	154.089
CNEL-Manabí	342.772	19.015	467	5.443	367.697	8	367.705
CNEL-Milagro	153.823	11.676	177	1.743	167.419	4	167.423
CNEL-Sta. Elena	99.633	6.290	155	1.761	107.839	2	107.841
CNEL-Sto. Domingo	253.756	27.483	289	3.452	284.980	4	284.984
CNEL-Sucumbíos	100.730	12.505	429	2.520	116.184	-	116.184
E.E. Ambato	273.175	30.896	5.833	5.440	315.344	6	315.350
E.E. Azogues	38.559	2.850	415	620	42.444	1	42.445
E.E. Centro Sur	410.474	39.464	4.627	7.192	461.757	2	461.759
E.E. Cotopaxi	144.386	12.764	3.102	2.410	162.662	3	162.665
E.E. Galápagos	12.094	2.399	183	599	15.275	-	15.275
E.E. Norte	250.830	29.786	2.558	3.597	286.771	6	286.777
E.E. Quito	1.122.484	147.675	11.728	19.127	1.301.014	158	1.301.172
E.E. Riobamba	171.018	20.005	634	3.379	195.036	1	195.037
E.E. Sur	211.631	20.474	1.144	7.073	240.322	-	240.322
Total	5.177.204	514.182	36.705	85.822	5.813.913	264	5.814.177

Gráfico Nro. 3.8: Grupos Electrónicos de Emergencia - GEEs calificados por las Empresas Eléctricas de Distribución

Tabla Nro. 3.6: Grupos Electrónicos de Emergencia - GEEs calificados por las Empresas Eléctricas de Distribución

Empresa	Suma de Potencia Efectiva Total (MW)
CNEL-Guayaquil	119,698
CNEL-Guayas Los Ríos	98,186
E.E. Quito	97,289
CNEL-Manabí	47,745
CNEL-Milagro	40,726
CNEL-Sto. Domingo	21,540
E.E. Centro Sur	12,947
CNEL-EI Oro	11,532
E.E. Cotopaxi	9,827
CNEL-Esmeraldas	7,185
E.E. Ambato	6,300
CNEL-Sta. Elena	5,983
E.E. Norte	5,893
CNEL-Los Ríos	4,475
E.E. Riobamba	1,250
E.E. Sur	0,200
E.E. Azogues	0,080
Total	490,85

Autores



Andrea Torres

Magíster en Energías
Renovables

Escanea el código para ver
el perfil de LinkedIn



Christian Junia

Ingeniero Eléctrico

Escanea el código para ver
el perfil de LinkedIn



Oscar Salazar

Ingeniero Eléctrico

Escanea el código para ver
el perfil de LinkedIn





Agencia de Regulación y Control
de Electricidad



@arconel



@arconel_ec



@ARCONEL_Ec

www.arconel.gob.ec