

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad



PANORAMA

ELÉCTRICO 2024

EDICIÓN 25 ▶ **NOVIEMBRE**

EL NUEVO
ECUADOR

Auspicio:
 BID



Baños - Tungurahua
Ministerio de Turismo



Quito - Pichincha
Mario Alejandro Tapia



Línea de transmisión 500 kV - Napo
CELEC-Transeléctric



Molino - Cayambe
Moderna Alimentos



Subestación Sta. Rosa - Pichincha
CELEC-Transeléctric

Quito - Pichincha
Shutterstock



Reserva Ecológica Artesana - Napo
CELEC-Transeléctric



Nevados - Chimborazo
Ministerio de Turismo



PRESENTACIÓN

La Revista Panorama Eléctrico es una publicación bimensual, que recopila temas de relevancia para el sector eléctrico, mediante la presentación de artículos técnicos elaborados por profesionales con amplia experiencia, quienes aportan al desarrollo del país y del sector. Además, se incluyen las cifras actualizadas de los reportes anuales de la Estadística y Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

En esta edición, se abordan los siguientes artículos técnicos:

- ✓ Autonomía energética: Modelamiento y simulación de generación local.
- ✓ Aplicaciones especializadas con el uso del sistema de monitoreo de área extendida – WAMS y simulación digital en tiempo real.

Las cifras actualizadas, correspondientes a agosto de 2024, incluyen indicadores, información de infraestructura, demanda y balance energético nacional.

Estimado lector, reafirmando nuestro compromiso de ofrecerle contenido valioso para su gestión y entendimiento del sector eléctrico, esperamos que esta información le sea de gran utilidad.



01 CAPÍTULO

Autonomía energética: Modelamiento y simulación de generación local 2

1.1	Conclusiones y recomendaciones	8
1.2	Referencias bibliográficas	9
	Autores	9

02 CAPÍTULO

Aplicaciones especializadas con el uso del sistema de monitoreo de área extendida – WAMS y simulación digital en tiempo real 11

2.1	Sistema WAMS	11
2.1.1	Tecnología de medición sincrofásorial	12
2.1.2	Sistema WAMS en Ecuador - WAProtector	13
2.1.3	Aplicaciones de los sistemas WAMS	13
2.2	Gemelo digital para sistemas eléctricos y el simulador digital en tiempo real	15
2.3	Integración de la tecnología sincrofásorial y la simulación digital en tiempo real	18
2.3.1	Sintonización de los estabilizadores de sistemas de potencia	18



2.3.2	Plataforma de simulación en tiempo real para entrenamiento ante fenómenos dinámicos	19
2.3.3	Sintonización de los reguladores de velocidad (gobernadores)	19
2.3.4	Esquema de separación de áreas	20
2.3.5	Implementación de una herramienta para la evaluación de la seguridad dinámica en línea del Sistema Nacional Interconectado usando simulación digital en tiempo real ..	22
	Autores	23

03 **CAPÍTULO**

	Cifras del sector eléctrico	25
3.1	Cifras principales del sector eléctrico – Agosto 2024	25
3.2	Potencia, producción de energía, consumos, facturación	26
3.3	Demanda de energía en el Sistema Nacional Interconectado	27
3.4	Cifras de generación	28
3.5	Cifras de transmisión	30
3.6	Cifras de distribución	31
	Autores	33

CONTENIDO DE FIGURAS

Figura Nro. 1.1	Ajuste de modelos de distribución de probabilidad a los datos de irradiancia	3
Figura Nro. 1.2	Ajuste de modelos de distribución de probabilidad a los datos de temperatura.	3
Figura Nro. 1.3	Irradiancia estimada a partir del modelo de distribución Beta	4
Figura Nro. 1.4	Temperatura estimada a partir del modelo de distribución Gamma	4
Figura Nro. 1.5	Correlación horaria entre irradiancia y temperatura	5
Figura Nro. 1.6	Correlación entre irradiancia y temperatura. (a) alta correlación. (b) baja correlación	5
Figura Nro. 1.7	Irradiancia y temperatura esperadas	6
Figura Nro. 1.8	Generación fotovoltaica esperada	6
Figura Nro. 1.9	Generación fotovoltaica aleatoria. (a) alta irradiancia. (b) alta nubosidad	7
Figura Nro. 2.1	Interface gráfica de WAProtector: Despliegue de visualización geolocalizada y del estado general de los módulos de análisis	13
Figura Nro. 2.2	Interface gráfica de WAProtector, despliegue de visualización del módulo de detección de oscilaciones	14
Figura Nro. 2.3	Simulación digital en tiempo Real	16
Figura Nro. 2.4	Integración del Simulador Digital en Tiempo Real con equipos y sistema reales..	17
Figura Nro. 2.5	Pruebas al regulador de velocidad - Decremento de frecuencia	20
Figura Nro. 2.6	Pruebas en laboratorio a Esquemas de Acción Remedial	21
Figura Nro. 2.7	Esquema de evaluación de seguridad dinámica	22



01

CAPÍTULO

**Autonomía
energética:
Modelamiento y
simulación de
generación local**

01

CAPÍTULO

Autonomía energética: Modelamiento y simulación de generación local

Mauricio Soria
Magíster en Electricidad

Christian Soria
Magíster en Urbanismo

Con la finalidad de alcanzar el objetivo de la autonomía energética para brindar soluciones desde el consumidor hacia la red eléctrica, convirtiendo a los consumidores en productores de energía y parte activa del sistema eléctrico; es necesario llevar a cabo un modelamiento y simulación de la generación local.

Como parte de los estudios preliminares de la Revista Panorama Eléctrico - edición 23 [1], se abordó la estimación de valores de irradiancia a través de modelos de probabilidad de distribución que permitirá llevar a cabo simulaciones probabilísticas y evaluar la dinámica del sistema a largo plazo.

Para el modelamiento de la generación fotovoltaica se emplea lo presentado en [2], donde se considera que la potencia dependerá de la irradiancia y de la temperatura del panel. Siendo que, cuando exista una mayor temperatura se reducirá la eficiencia del panel.

Es necesario llevar a cabo la estimación de la irradiancia y temperatura a través de modelos de distribución de probabilidad que se ajusten a las mediciones realizadas. Para el caso de la irradiancia, en la Figura 1.1, se presenta el ajuste de los modelos, mientras que, el ajuste para la temperatura se aprecia en la Figura 1.2.

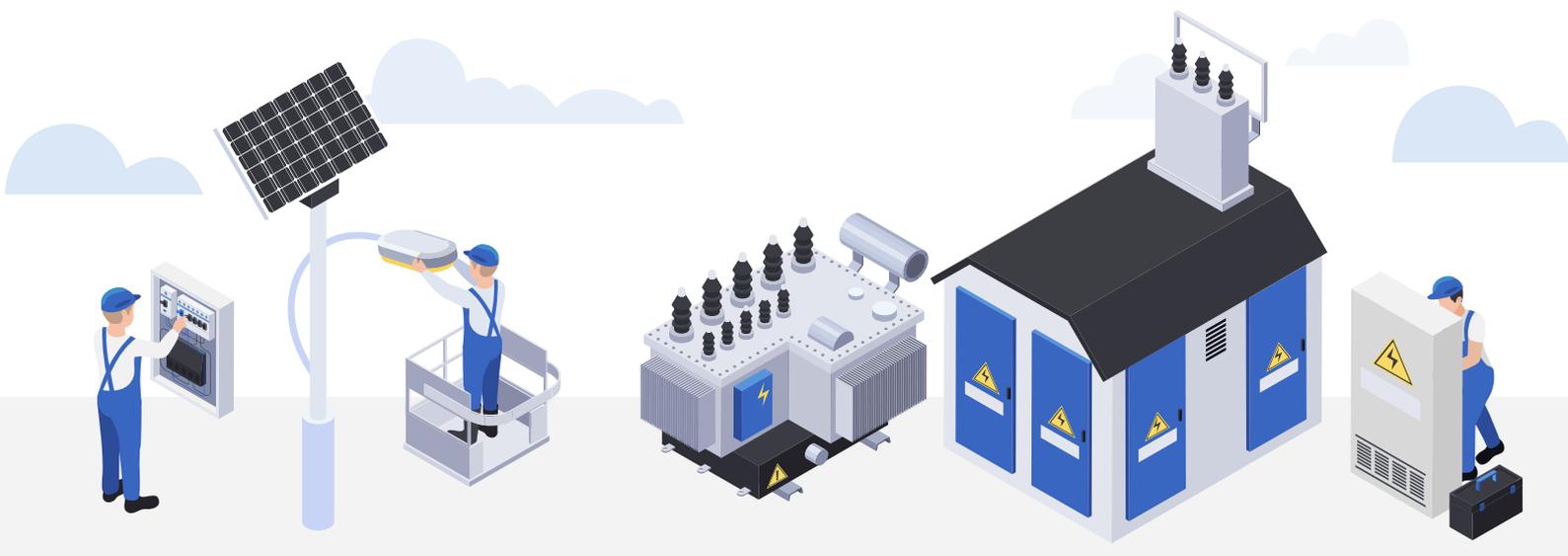
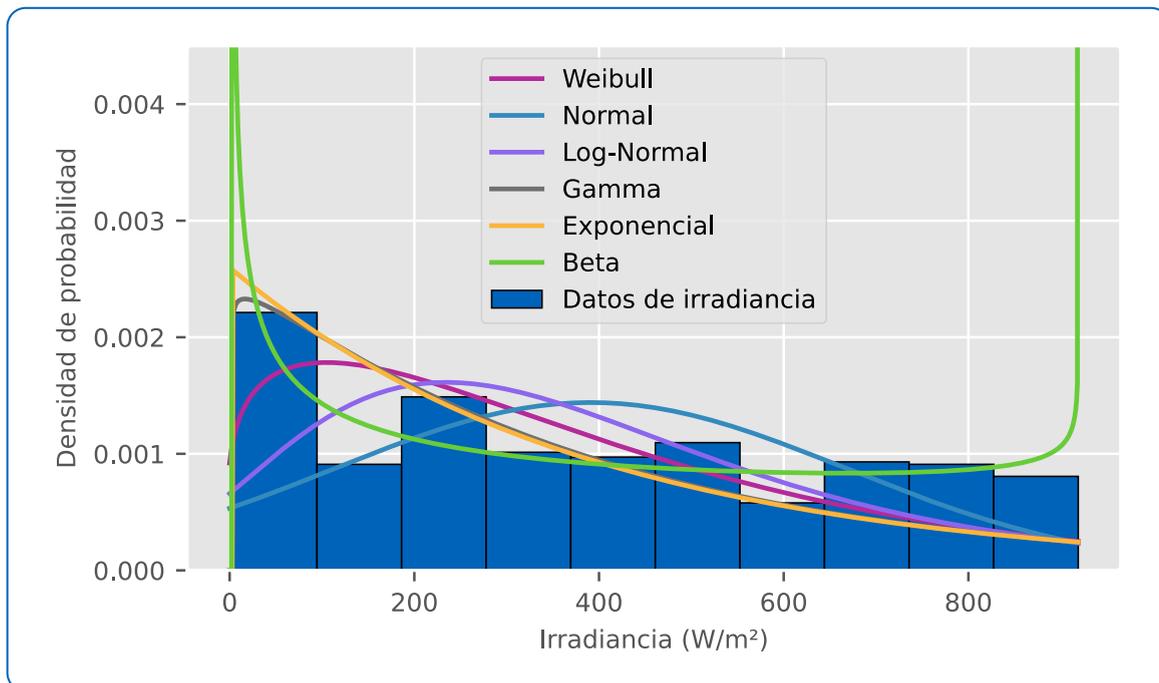
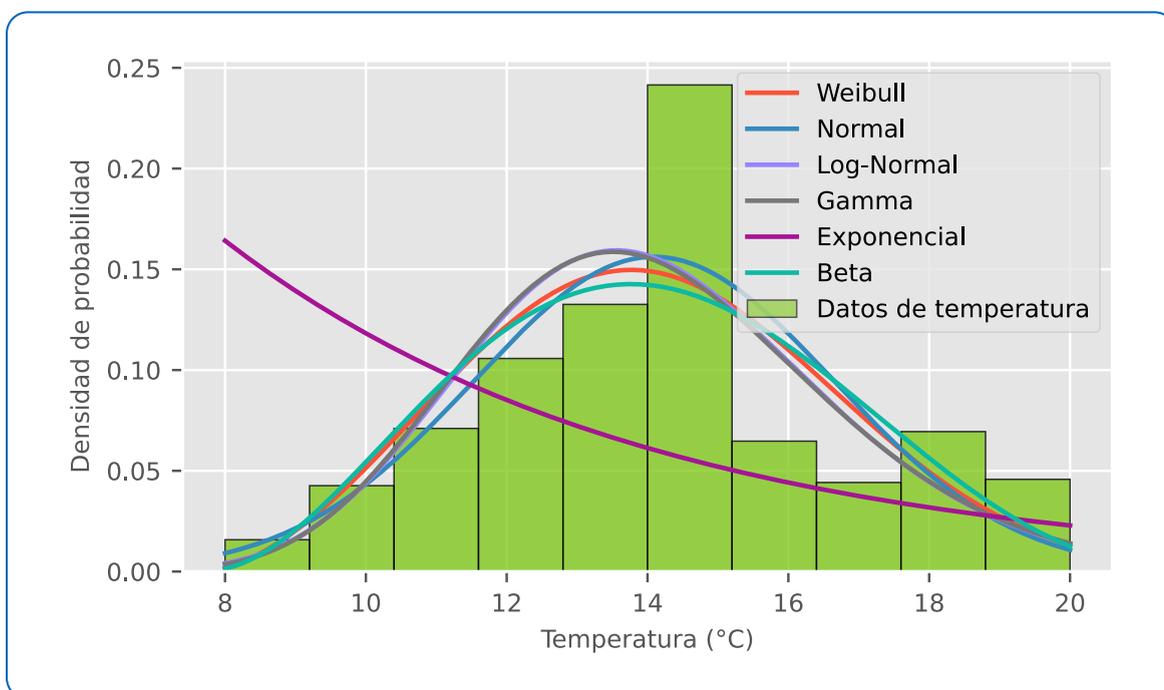
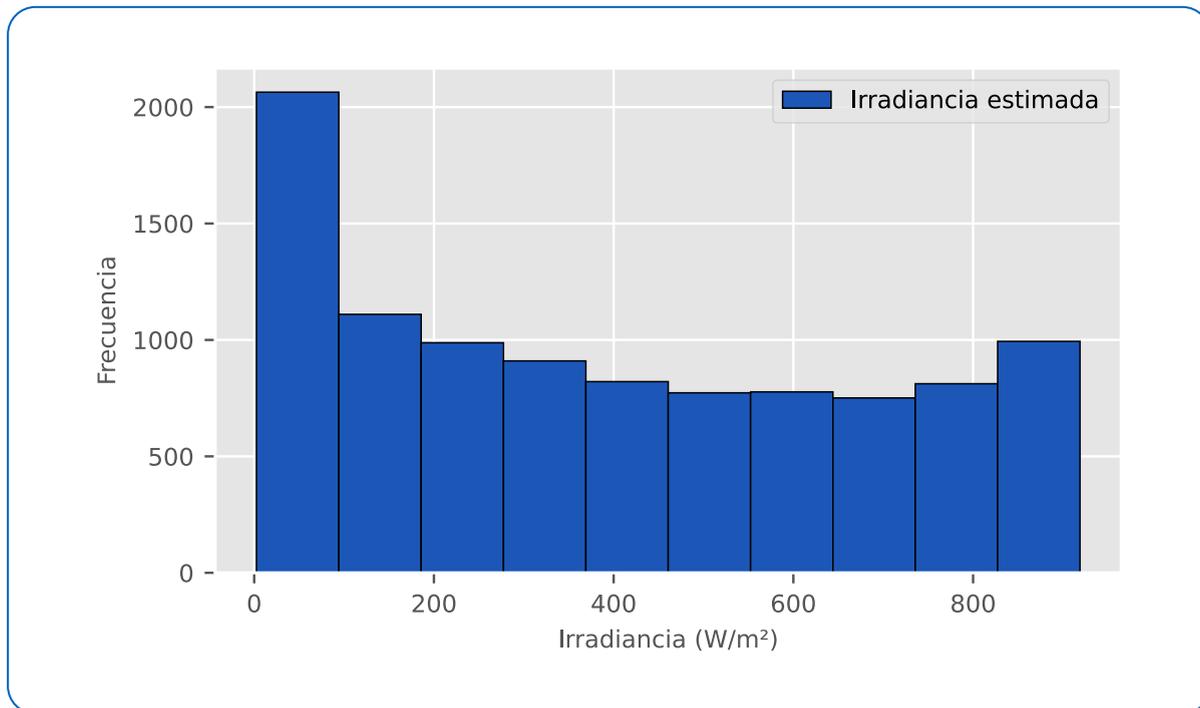
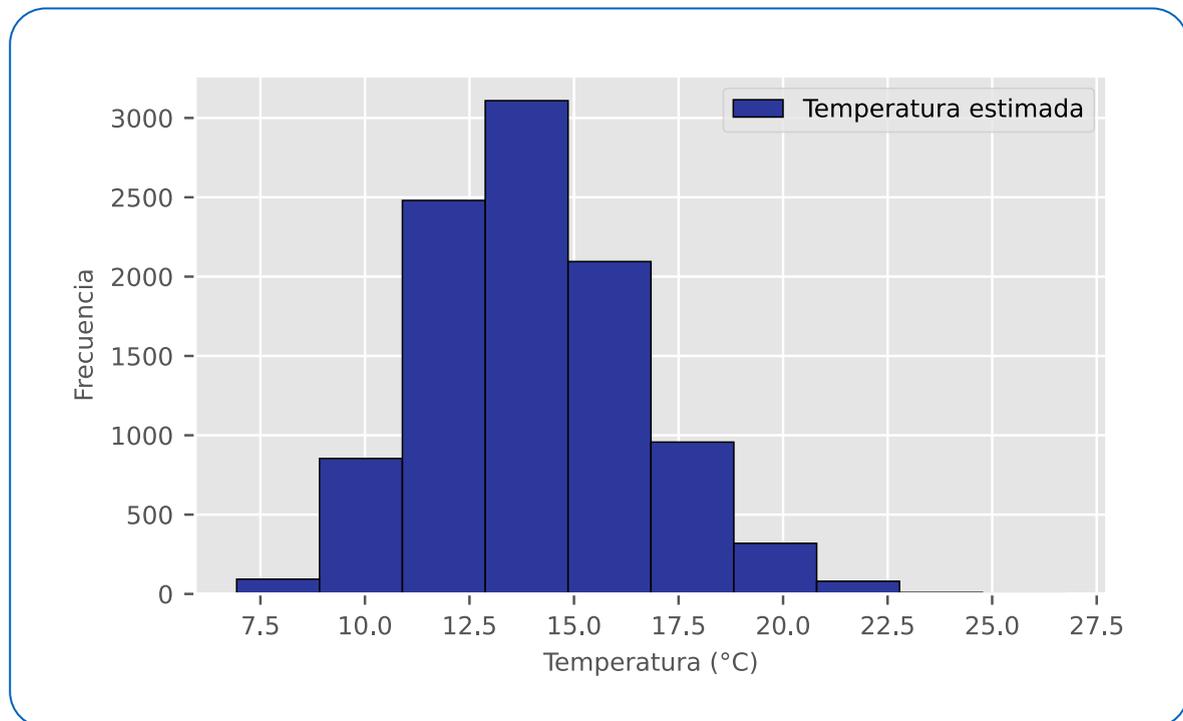


Figura Nro. 1.1: Ajuste de modelos de distribución de probabilidad a los datos de irradiancia**Figura Nro. 1.2:** Ajuste de modelos de distribución de probabilidad a los datos de temperatura

Empleando la *prueba de bondad de ajuste de Kolmogorov-Smirnov*, para el caso de la irradiancia, el modelo más adecuado para la estimación de datos es: Beta (Figura 1.3), mientras que, para la temperatura es: Gamma (Figura 1.4). Cabe mencionar, que para esta estimación se está empleando datos de irradiancia y temperatura de los meses de junio y julio en la ciudad de Quito.

Figura Nro. 1.3: Irradiancia estimada a partir del modelo de distribución Beta**Figura Nro. 1.4:** Temperatura estimada a partir del modelo de distribución Gamma

Dado que, la generación fotovoltaica es dependiente de la irradiación y la temperatura, se debe medir la correlación entre estas dos variables. La correlación para cada hora del día se muestra en la Figura 1.5. Se aprecia que existe una correlación positiva y considerable para las horas posteriores al mediodía, mientras que, la correlación es menor para las primeras horas del día, en los meses de verano en Quito.

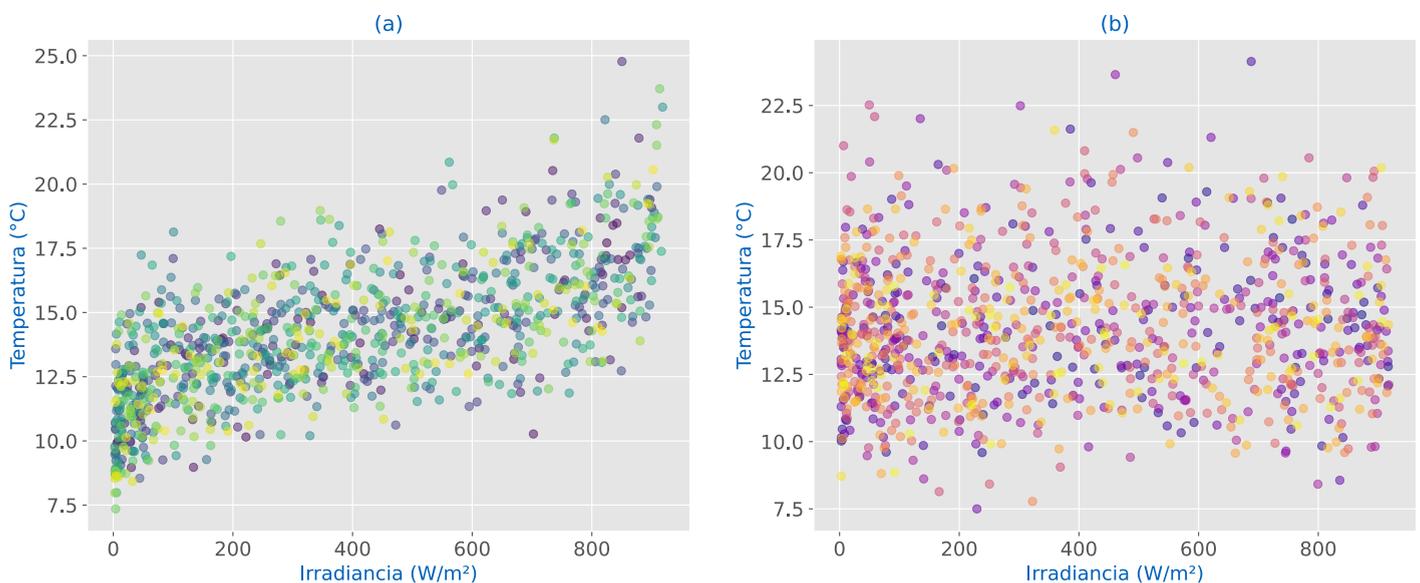
Figura Nro. 1.5: Correlación horaria entre irradiancia y temperatura

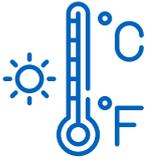
Hora	Correlación
07:00:00	0.0566083
08:00:00	0.251192
09:00:00	0.459226
10:00:00	0.459963
11:00:00	0.540622
12:00:00	0.59371
13:00:00	0.681371
14:00:00	0.729161
15:00:00	0.670555
16:00:00	0.593885
17:00:00	0.622971
18:00:00	0.587032



Para modelar la correlación variable entre la irradiancia (distribuida como Beta) y la temperatura ambiente (distribuida como Gamma) según la hora del día, se sigue un enfoque de la cópula Gaussiana que permita capturar esta relación variable y ajustarla en función de la hora. La Figura 1.6 presenta una comparación de los valores aleatorios de irradiancia y temperatura que se generarán cuando existe alta y baja correlación entre estas variables. Por lo que, es importante para el modelo mantener esta correlación entre las variables.

Figura Nro. 1.6: Correlación entre irradiancia y temperatura. (a) alta correlación. (b) baja correlación





Al aplicar esta metodología de forma horaria y empleando la simulación de Montecarlo se consigue el modelamiento de la irradiancia y la temperatura esperadas durante el transcurso del día, como se aprecia en la Figura 1.7. A partir de esto, se obtiene la generación esperada a lo largo del día, por ejemplo, para una instalación fotovoltaica de 20kWp (Figura 1.8).

Figura Nro. 1.7: Irradiancia y temperatura esperadas

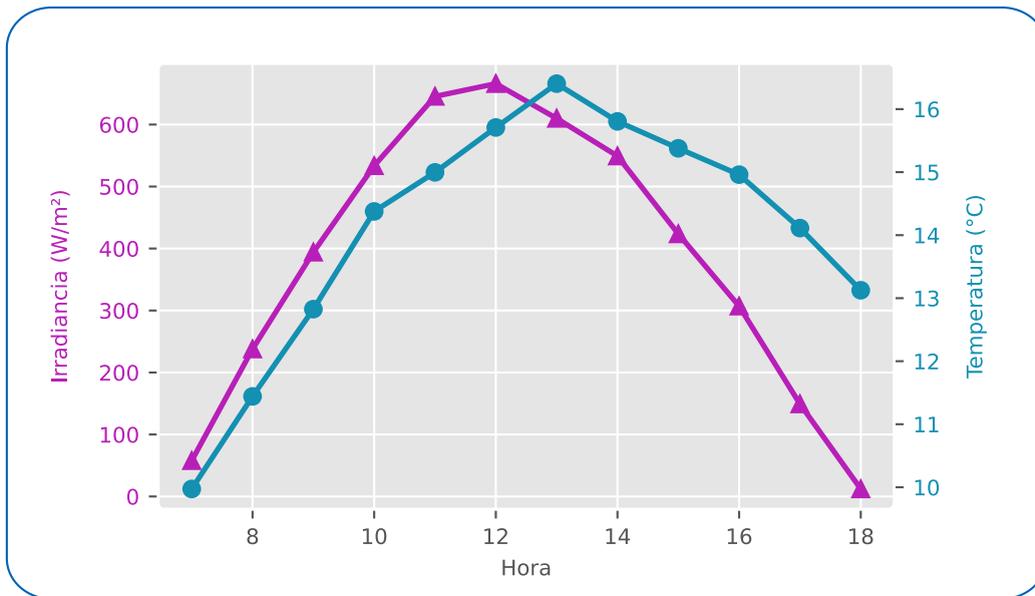
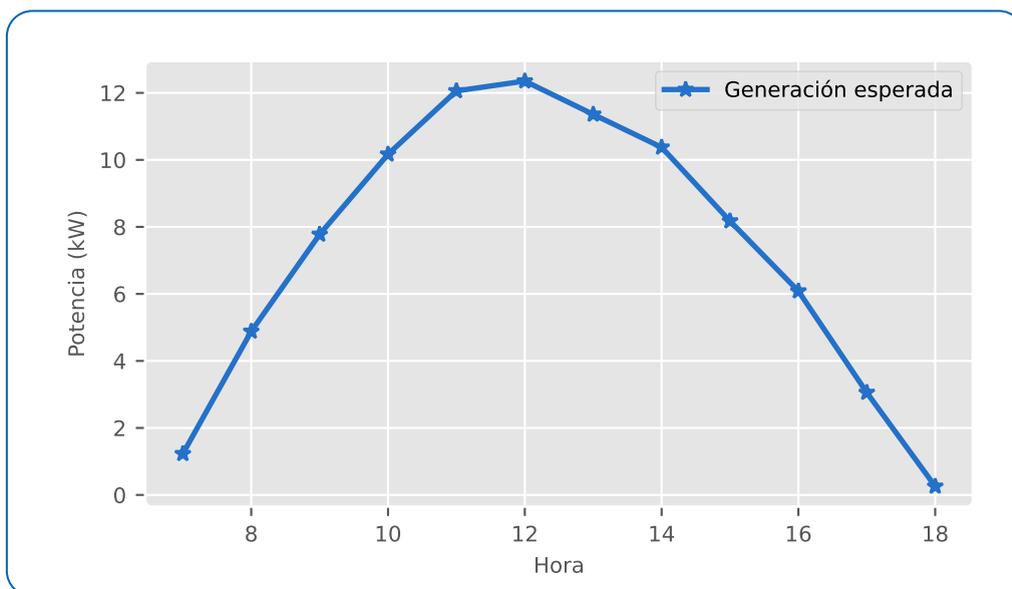
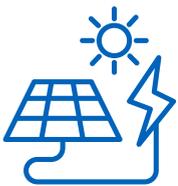
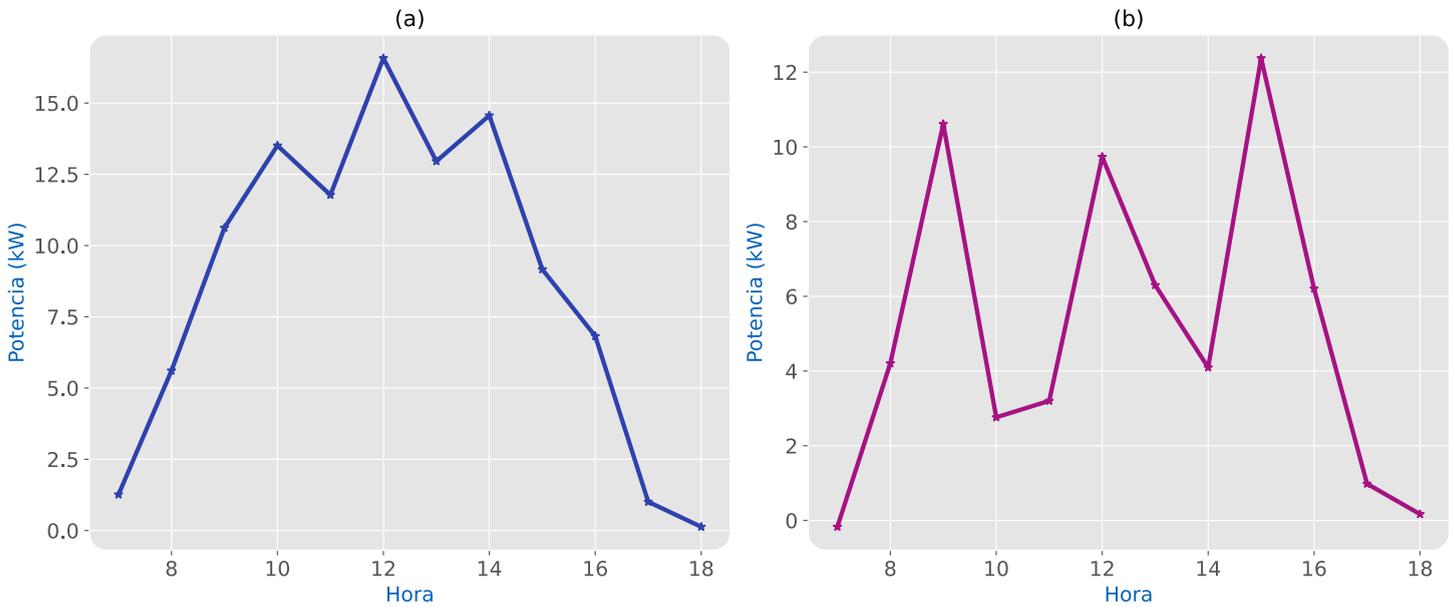


Figura Nro. 1.8: Generación fotovoltaica esperada



También se puede emplear, según el requerimiento, un modelamiento aleatorio de la generación fotovoltaica a lo largo de un día. En la Figura 1.9, se presentan los casos de un día con alta irradiancia (a) y con alta nubosidad (b). Estos últimos casos, se recomiendan aplicar en la simulación probabilística, mientras que, la generación fotovoltaica esperada (Figura 1.8) se sugiere emplear en la optimización estocástica.

Figura Nro. 1.9: Generación fotovoltaica aleatoria. (a) alta irradiancia. (b) alta nubosidad



Con ello se puede estimar la generación local fotovoltaica e ingresar en el modelamiento y simulación por software. Para ello, se puede emplear software con licencia comercial como CYME que cuenta con módulos avanzados de modelamiento y análisis de recursos energéticos distribuidos (DER – Distributed Energy Resources), o en simulación por software con licencia Creative Commons, si se desea una opción más versátil.



1.1 Conclusiones y recomendaciones

01 El modelamiento de la generación fotovoltaica es una herramienta necesaria para llevar a cabo estudios de profundización para determinar valores adecuados de potencia y energía generada, con la finalidad de viabilizar instalaciones locales que contribuyan tanto al consumidor como a la red eléctrica.

02 La generación fotovoltaica está supeditada, no solo a la irradiancia que reciba una cierta ubicación geográfica, sino también a la temperatura a la que está sometido el panel fotovoltaico. Por ende, es importante contar con mediciones locales que permitan iniciar el modelamiento y llevarlo hacia distribuciones de probabilidad para estimar la generación local (behind-the-meter generation).

03 Dado que la eficiencia de la generación local se verá afectada por la temperatura del panel, se debe incluir en el modelamiento la correlación existente entre la irradiancia a la cual se someterá el panel junto con la temperatura ambiente, para determinar, de esta forma, la temperatura estimada en el panel y la generación fotovoltaica.

04 Toda vez que se cuenta con la generación estimada a través de la simulación de Montecarlo en función de una capacidad de potencia requerida para una vivienda, se pueden llevar a cabo análisis de optimización estocástica, como por ejemplo, para determinar la potencia óptima instalada que permita registrar un consumo de cero (0) kWh a fin de mes (net metering), o una simulación probabilística para conocer el impacto que puede causar la generación local sobre la red eléctrica, así como, cuanta energía se consumirá en la vivienda y la cantidad que será entregada a la red.

05 La metodología planteada en esta publicación es una propuesta que se recomienda ser contrastada, desde el punto de vista comercial, con modelos de producción obtenidos a través de software como PVSyst; y que, se pueden complementar en función de los estudios requeridos. Para ello, es necesario aplicar la metodología empleando equipos de sistemas fotovoltaicos comerciales.

06 Es importante mencionar que, la estimación de la generación debe considerar adicionalmente, la eficiencia del resto de equipamientos con los que el consumidor desee contar, como el inversor, bancos de baterías, etc., así como, conocer el área disponible para la generación local con paneles con la finalidad de cubrir los objetivos planteados en los estudios eléctricos y energéticos.

1.2 Referencias bibliográficas

[1] Soria M. y Soria C., "Autonomía Energética: Cómo la Generación Local puede impulsar el Sistema Eléctrico Ecuatoriano," Revista Panorama Eléctrico Edición 23 Capítulo 03, julio 2024. [En línea]. Disponible en: <https://controlelectrico.gob.ec/publicaciones-estadistica-del-sector-electrico>.

[2] Luque, A. y Hegedus S. "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering," John Wiley & Sons, abril 2003. DOI: 10.1002/0470014008.

Autores



Mauricio Soria

Magíster en Electricidad

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Christian Soria

Magíster en Urbanismo

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN





02

CAPÍTULO

Aplicaciones especializadas con el uso del sistema de monitoreo de área extendida – WAMS y simulación digital en tiempo real

02

CAPÍTULO

Aplicaciones especializadas con el uso del sistema de monitoreo de área extendida – WAMS y simulación digital en tiempo real

Dr. Diego Ernesto Echeverría Jurado

Gerente Nacional de Desarrollo Técnico
Operador Nacional de Electricidad - CENACE

Ing. Aharon Bhawan De La Torre

Subgerente Nacional de Investigación y Desarrollo
Operador Nacional de Electricidad - CENACE

Ing. David Mauricio Panchi Vergara

Especialista de la Producción Generación
Hidráulica
CELEC – EP UN Coca Codo Sinclair

2.1 Sistema WAMS

En la actualidad, la operación de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) experimenta varios desafíos técnicos asociados a los nuevos paradigmas de administración y planeamiento. Entre los factores más relevantes se citan las variaciones drásticas en patrones típicos de despacho de centrales de generación convencionales y de distribución de flujos de potencia en la red de transmisión debido a cambios estructurales importantes, consecuencia de la interconexión con sistemas regionales y la diversificación de las fuentes primarias de energía (motivada por el desarrollo acelerado de tecnologías de generación renovable y la promoción de políticas medioambientales). En este contexto, la seguridad y la confiabilidad de un SEP pueden verse seriamente comprometidas, especialmente por el alto riesgo de violación de los límites de seguridad dinámica, lo cual afecta la eficiencia operativa y puede conllevar a la salida de elementos importantes del sistema, o incluso a la interrupción parcial o total del suministro de energía eléctrica. Además de las funcionalidades de los sistemas SCADA/EMS utilizadas en los centros de control para monitorear el desempeño en estado estable, se

requieren innovaciones tecnológicas complementarias a fin de evaluar y mejorar la seguridad dinámica en tiempo real.

Dichas innovaciones se están emprendiendo en varios sistemas alrededor del mundo como parte de procesos de reingeniería y modernización que persiguen el desarrollo de “redes inteligentes” (Smart Grids). Dichos sistemas inteligentes conllevan un alto grado de automatización, motivado por el desarrollo prominente en electrónica de potencia y en tecnologías de la información y telecomunicación, alcanzado en años recientes. Dentro de estos desarrollos se encuentran los denominados Sistemas de Monitoreo de Área Extendida (WAMS).

Bajo este contexto, la operación del sistema se enrumba a un nuevo concepto, en el que el monitoreo y control se deberían ajustar dependiendo del progreso de los eventos en tiempo real. Para esto, se requiere de toda una compleja infraestructura que entregue información crítica en tiempo real (Unidades de Estimación Fasorial - PMUs), evalúe la vulnerabilidad del SEP rápidamente y lleve a cabo acciones automáticas de reconfiguración capaces de remediar las condiciones de estrés del sistema (Self-Healing Grid), basados en análisis de red extendida.

En este sentido, CENACE, en su calidad de operador del Sistema Nacional Interconectado

(SNI) de Ecuador, implementó en el año 2013 un sistema WAMS, con el propósito de brindar a los operadores una herramienta avanzada para el monitoreo dinámico del sistema.

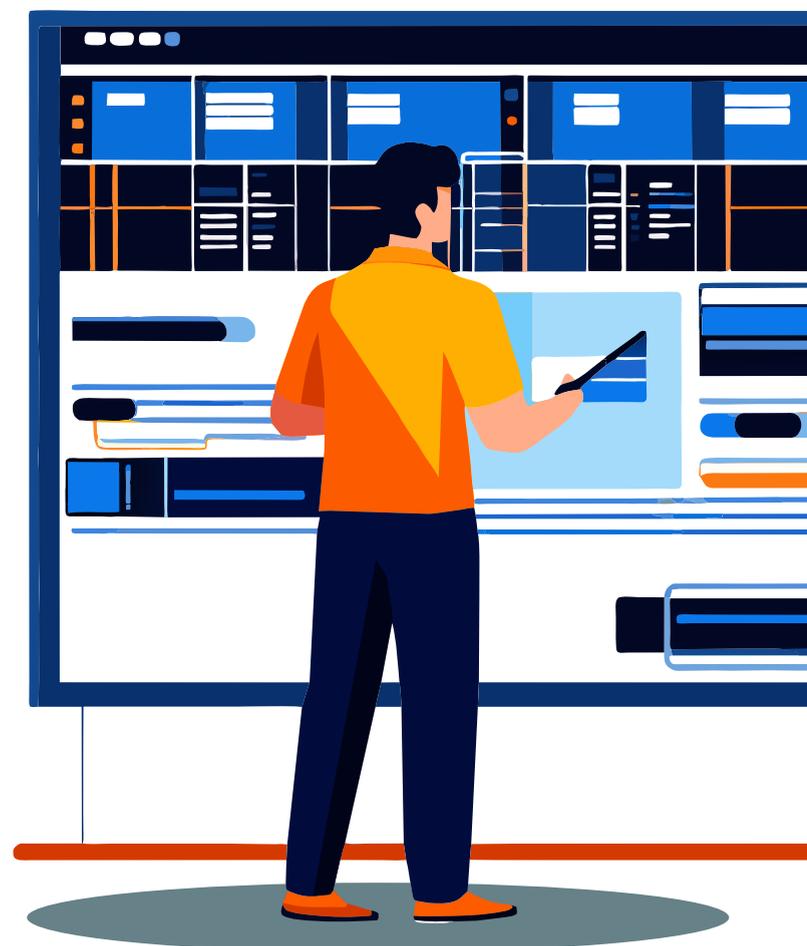
El Sistema WAMS constituye un sistema crítico para el monitoreo y operación del sistema eléctrico con esquema redundante de alta disponibilidad, conformado por equipos de medición avanzada (PMUs) instalados en puntos críticos del Sistema Nacional Interconectado; comunicaciones en fibra óptica; hardware base; software base; sistema de almacenamiento para Bases de Datos de Tiempo Real cíclicas y permanentes; Concentradores de Datos Fasoriales – PDC (PDCs Centrales, PDCs locales y PDCs regionales) y de software especializado de análisis en tiempo real con aplicaciones de monitoreo, control y protección, cuyo análisis dinámico de variables eléctricas, en tiempo real, permite disponer de alertas tempranas ante eventos dinámicos que evolucionan en el tiempo y afectan la seguridad del sistema eléctrico. La tasa de reporte de las PMUs es de 60 fasores/segundo (16.66 milisegundos) y desde que los fasores son estimados y enviados al PDC Central, hasta la presentación de la información procesada al operador, a través de su interface gráfica trascurren entre 100 y 200 milisegundos.

2.1.1 Tecnología de medición sincrofásorial

Las unidades de medición sincrofásorial (PMUs) son dispositivos que permiten estimar sincrofasores de las ondas sinusoidales de corriente y voltaje AC, en diferentes nodos de un SEP. Para calcular un sincrofasor, la PMU utiliza un algoritmo de estimación fasorial. La normativa que especifica y determina las pruebas de evaluación de la precisión del algoritmo de estimación sincrofásorial es la IEEE Std C37.118.1a-2014 ó IEC/IEEE 60255-118-1:2018. Estos algoritmos utilizan un número N de muestras en el tiempo para efectuar la estimación del fasor. La referencia angular es una onda coseno de frecuencia nominal, sincronizada con el tiempo UTC

(Universal Time Coordinated) a través de una señal de GPS. La alta precisión, velocidad de respuesta y sincronización de tiempo hacen de las PMUs equipos apropiados tanto para el monitoreo global en estado estable y dinámico, así como para aplicaciones de protección y control de área extendida en tiempo real.

El sistema actual contempla 28 PMUs de propiedad de CENACE, 33 PMUs adicionales son propiedad de los Participantes del Sector Eléctrico, integrados regulatoriamente en el sistema WAMS de CENACE, a través de PDCs Regionales, implementados por CELEC EP TRANSELECTRIC a finales del año 2021, utilizando un esquema de entrega de información PMU -> PDC Regional -> PDC CENACE. Adicionalmente se tiene disponible un canal para la conexión con el PDC de XM (Operador Colombiano) con el cual se obtiene información sincrofásorial de los 4 circuitos de la Línea de Transmisión de la Interconexión.



2.1.2 Sistema WAMS en Ecuador - WAProtector

WAProtector es el nombre comercial dado a las aplicaciones WAMS desarrolladas por la empresa ELPROS de Eslovenia. Provee la funcionalidad de PDC llamado UniFusion, que además de gestionar las PMUs del sistema consta de una serie de funciones, módulos de cálculo, drivers y herramientas para análisis de WAMS presentadas a través de una interface de usuario personalizable que permite al operador tener una consciencia situacional del SEP.

Tanto PMUs como PDCs utilizan el protocolo de comunicaciones C37.118.2-2011.

Las herramientas integradas de WAProtector permiten, entre otras cosas, mediante su interface de desarrollo, utilizarlas en análisis y programación de lógicas utilizadas para monitoreo, control y protección de área amplia. Los módulos estándar que se incorporan dentro de la aplicación tienen funcionalidades más desarrolladas y permiten el despliegue de información, sea en forma de reportes, variables de salida o asociadas a un despliegue de visualización en la interface gráfica de WAProtector. Los módulos de WAProtector están orientados para el análisis preventivo de condiciones que afectan la seguridad del sistema eléctrico, sin embargo, existen módulos que pueden ser utilizados para la implementación de acciones de control, y de forma general la información permite la verificación del estado actual del sistema y ante la ocurrencia de una contingencia aporta con información valiosa de requerirse un proceso de restablecimiento.

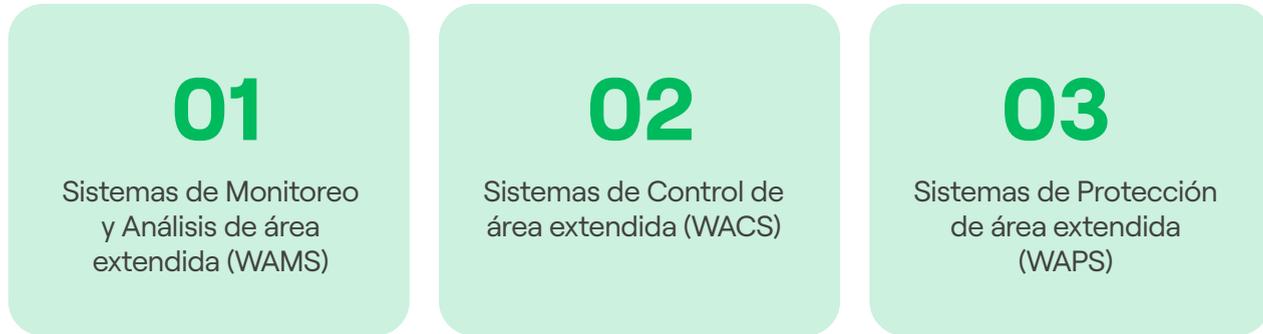
Figura Nro. 2.1: Interface gráfica de WAProtector: despliegue de visualización geolocalizada y del estado general de los módulos de análisis



2.1.3 Aplicaciones de los sistemas WAMS

El sistema WAMS es utilizado para detectar posibles separaciones del sistema, detectar oscilaciones en tiempo real, estabilidad estática de ángulo, estabilidad de voltaje de corredores, así como también permite desarrollar sistemas de control de lazo cerrado para mejorar la estabilidad del sistema prescindiendo de modelos para el sistema externo (principal problema con los EMS).

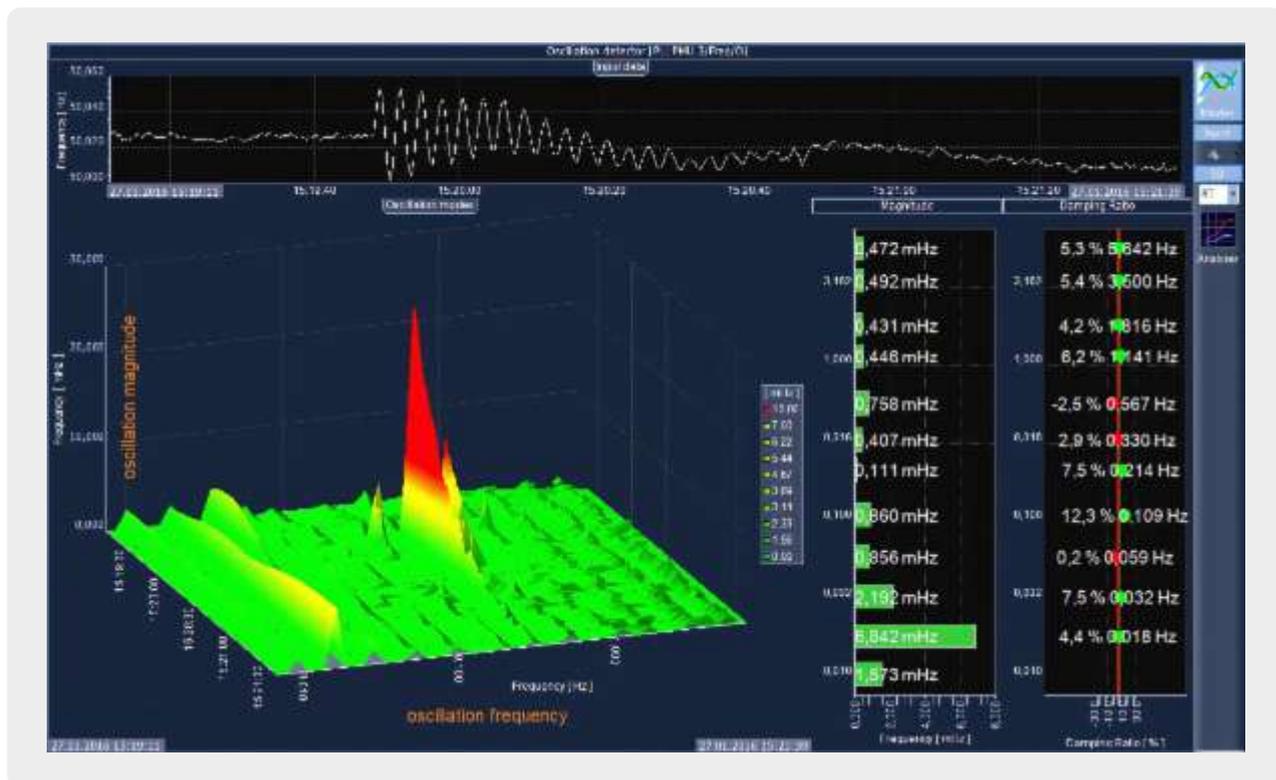
Es posible distinguir tres diferentes áreas de aplicación de los sistemas de medición de área extendida, las cuales son:



Estas tres áreas constituyen los llamados Sistemas de Monitoreo, Protección y Control de área extendida en Tiempo Real (WAMPAC).

Una de las tareas fundamentales dentro de las aplicaciones WAMPAC es el desarrollo de algoritmos capaces de usar la información de las PMUs que brinden una alerta temprana ante posibles situaciones de inseguridad del sistema con el objetivo de llevar a cabo acciones de control preventivo (evaluación de la seguridad dinámica DSA pre-contingencia) y acciones de control correctivo (evaluación de la vulnerabilidad dinámica DVA post-contingencia), cuando sean necesarias.

Figura Nro. 2.2: Interface gráfica de WAProtector, despliegue de visualización del módulo de detección de oscilaciones



La implementación del Sistema WAMS en Ecuador ha permitido:

- 01 Realizar la supervisión dinámica en tiempo real del SNI, que permita una acción preventiva y con mayor oportunidad, ante riesgos de inestabilidad del sistema de potencia (alerta temprana).
- 02 Disponer de información y herramientas más precisas para realizar los análisis eléctricos de estabilidad del sistema y determinar la presencia de modos de oscilación poco amortiguados.
- 03 Disponer de información adecuada para realizar la evaluación post - operativa del comportamiento eléctrico del sistema luego de un evento e identificar las oportunidades de mejora en los procesos de restablecimiento.
- 04 Apoyar en los análisis y metodologías que utilizan los módulos de análisis de estabilidad oscilatoria y localizador de fuentes de oscilación del sistema WAProtector, como por ejemplo la metodología para ajustar y sintonizar los estabilizadores del sistema de potencia (PSS) y validar los modelos de los sistemas de control asociados a los generadores.
- 05 Brindar una mayor perspectiva de la seguridad del sistema, con lo cual se mejorarán las acciones de control y por ende la continuidad del servicio eléctrico.
- 06 Permitir el desarrollo y puesta en marcha de ambientes de entrenamiento de operadores bajo condiciones dinámicas en el sistema eléctrico ecuatoriano.
- 07 Permitir el desarrollo de esquemas de control y protección utilizando sincrofasores brindando una mayor perspectiva de la seguridad del sistema y por ende la continuidad del servicio eléctrico.

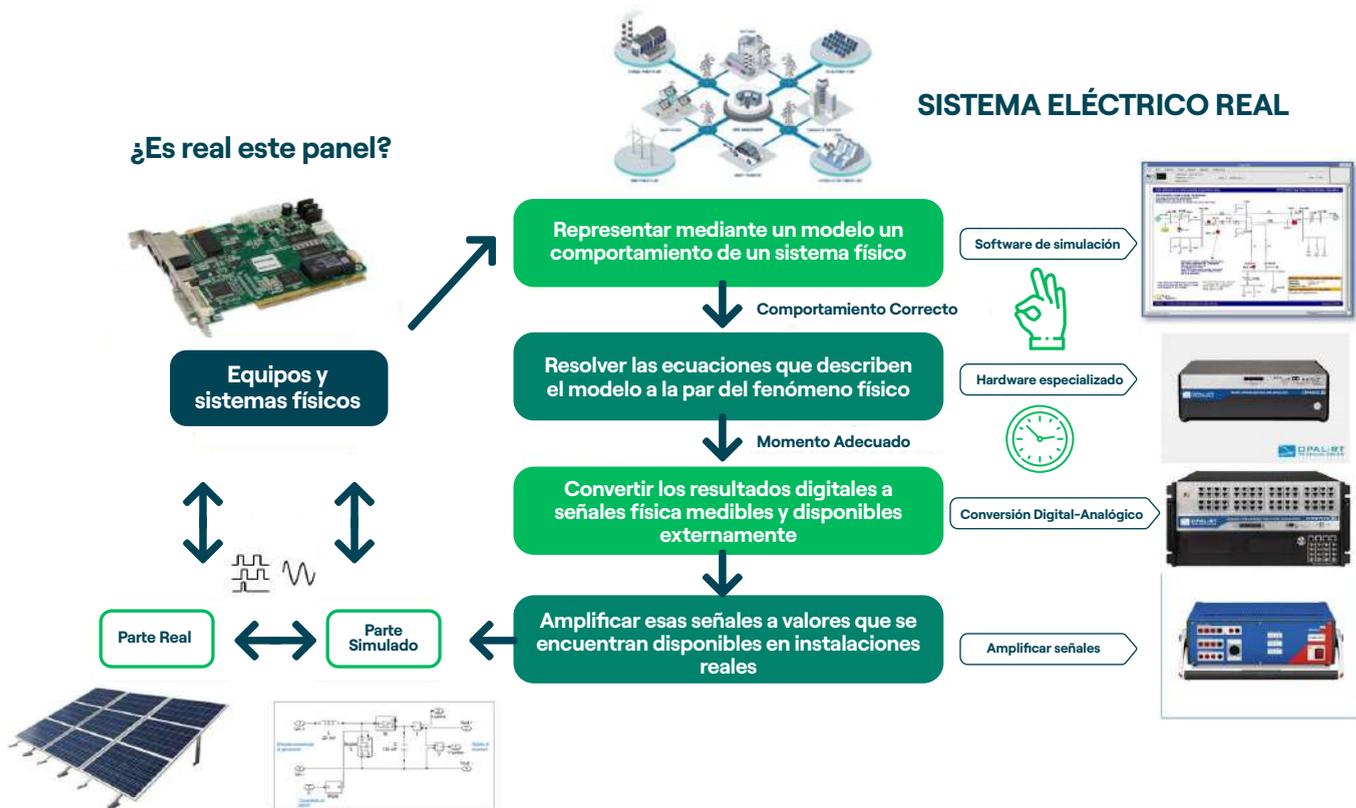
2.2 Gemelo digital para sistemas eléctricos y el simulador digital en tiempo real

Los gemelos digitales son una representación virtual (digital) de un sistema físico que se comporta de manera idéntica al sistema real. Se combina con información en tiempo real obtenida mediante sensores que monitorizan las condiciones físicas de la red mientras está en funcionamiento.



Los gemelos digitales son capaces de replicar con alta-fidelidad cada componente de la red, desde los generadores hasta los transformadores y las líneas de transmisión. Estas réplicas digitales permiten realizar simulaciones detalladas de numerosos escenarios del mundo real, y nos brindan información útil para tomar decisiones. En este contexto, un Simulador Digital en Tiempo Real de Sistemas Eléctricos de Potencia, permite introducir este concepto, mediante un software para construir el modelo que representa el comportamiento del sistema físico real, un hardware especializado que permite el procesamiento y resolución del modelo a tasas de integración que van a la par del fenómeno eléctrico analizado (nanosegundos, microsegundos, milisegundos), resultados digitales que mediante un equipo conversor digital/analógico permite tener disponibles señales medibles de voltaje de bajo nivel que son luego amplificadas a niveles normales que encontraríamos en los TCs y TPs (transformadores de corriente y voltaje) de una subestación o unidad de generación, permitiendo así la conexión con equipos reales de medición, control y protección. El uso y compatibilidad con todos los protocolos de comunicación utilizados en la Ingeniería Eléctrica, permite el flujo bidireccional de información alimentando la simulación e interactuando con sistema reales como el SCADA y WAMS. Finalmente, un amplificador de potencia, representa una barra del sistema analizado, pudiendo conectar cargas y generación real, por ejemplo, vehículos eléctricos, paneles fotovoltaicos, etc.

Figura Nro. 2.3: Simulación digital en tiempo real

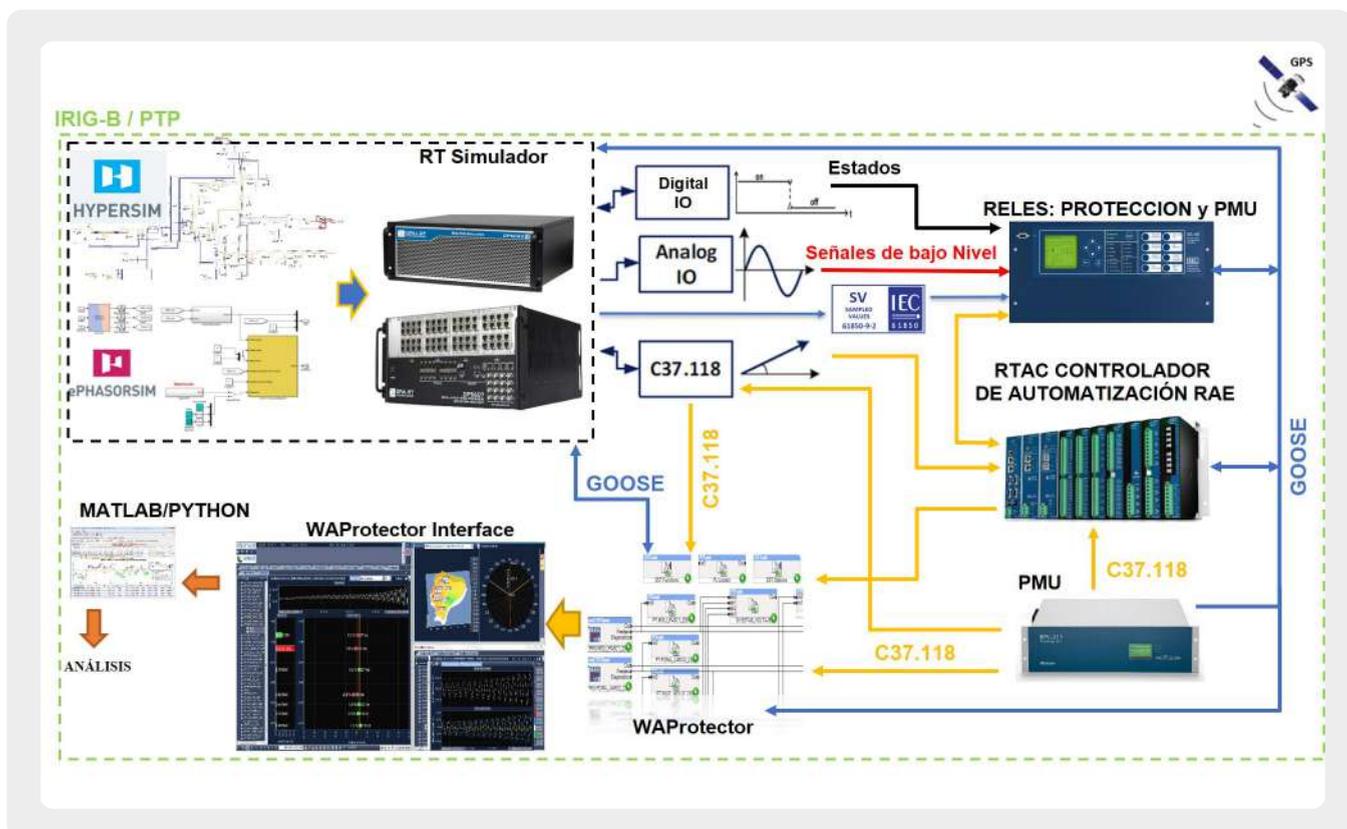


Con el propósito de incorporar estas tecnologías modernas que permitan mejorar las condiciones operativas del SNI, en 2016 CENACE implementó el Laboratorio de Simulación Digital de Sistemas Eléctricos de Potencia en Tiempo Real, el cual se compone de hardware y software especializado que permite el diseño y pruebas de esquemas sofisticados e "inteligentes" de control y protección en un Sistema Eléctrico de Potencia antes de su implementación en el sistema físico real.

El propósito principal del simulador digital en tiempo real de OPAL-RT (HYPERsim y RT-LAB), actualmente instalado en CENACE, es realizar estudios y pruebas de integración de generación, transmisión y distribución de energía mediante la explotación de las opciones de simulación tipo Software in-the-loop (SIL) y tipo Hardware in-the-Loop (HIL); en este sentido, el simulador es utilizado para realizar estudios generales de sistemas de potencia, simular la integración e interacción de fuentes de energía renovables, sistemas de almacenamiento distribuido de energía, FACTS, SCADA / EMS y sistemas de comunicación multi-terminal / multi-alimentados, y controles (distribuidos), sistemas de monitoreo, protección y control WAMPAC, todos conectados con el sistema AC de la red eléctrica incluso en tiempo real (simulación hardware o software en el lazo: HIL, SIL); también se utiliza para realizar pruebas de integración de equipos reales (Power Hardware in-the-loop, PHIL) a través de canales de entrada / salida (analógicos, digitales, ópticos) y protocolos de comunicación apropiados (IRIG-B/ GPS, IEC 61850 SV, y GOOSE, DNP 3.0, IEC, C37.118).

Así como en el sistema WAMS, en la plataforma de simulación, la sincronización de tiempo cuenta con un papel imprescindible para asegurar la precisión en la respuesta entregada por el simulador y en la generación de datos para aplicaciones con protocolos que dependen directamente de la exactitud para generar la referencia de estimaciones de sus algoritmos y de la estampa de tiempo requerida en los datos, para que estos puedan integrarse con sistemas reales de monitoreo como el sistema WAMS, que utilizan protocolos dedicados.

Figura Nro. 2.4: Integración del Simulador Digital en Tiempo Real con equipos y sistema reales



2.3 Integración de la tecnología sincrofasorial y la simulación digital en tiempo real

La integración del Simulador Digital en Tiempo Real, equipos inteligentes, equipos de sincronización y comunicaciones, equipos de medición, control y protección; y el sistema de Monitoreo de Área Extendida – WAMS se ha convertido en una plataforma de simulación digital en tiempo real imprescindible, con la cual se han logrado realizar diversos proyectos para mejorar la operación técnica del Sistema Nacional Interconectado ayudando también a los procesos de la cadena de valor de CENACE; la importancia del Sistema de Simulación Digital en Tiempo Real en el desarrollo de metodologías y análisis especializados, las metodologías desarrolladas y los trabajos de intervención, por ejemplo, en los sistemas de control de las unidades de generación, impactan directamente en una operación segura y confiable del SNI, optimizando el despacho de energía e incrementando la calidad en su suministro; sobre esta base, se continúan realizando proyectos con el fin de desarrollar estrategias y esquemas de control preventivo y correctivo.

En este sentido, se han desarrollado metodologías que han permitido con la integración de estas tecnologías, ejecutar proyectos que han contribuido a mejorar la seguridad del SNI, eliminar restricciones operativas, maximizar la entrega de potencia de generadores al SNI, maximizar los valores de exportación, etc.

2.3.1 Sintonización de los estabilizadores de sistemas de potencia

En la actualidad, los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS, por sus siglas en inglés), desde el punto de vista técnico y económico, constituyen una de las mejores alternativas para mitigar el problema de inestabilidad oscilatoria en sistemas eléctricos de potencia.

Para la sintonización de las principales centrales de generación del SNI, se utilizó una metodología estructurada en el CENACE, con el apoyo de equipos especializados de estimación sincrofasorial (Controladores de Automatización en Tiempo Real) y el sistema WAMS, para el desarrollo de las pruebas en campo, registro de las variables eléctricas, señales de control y análisis (oscilatorio); además, se definió como requisito indispensable el disponer de modelos validados que permitan representar de forma real el comportamiento dinámico de las unidades y de sus sistemas de control (AVR). En este sentido, sobre la base de reportes y pruebas efectuadas en campo se aplicó una metodología de identificación de parámetros, basada en el algoritmo heurístico de optimización MVMO.

El proceso de sintonización utilizó, en un ambiente de Laboratorio, la simulación Digital en Tiempo Real, PMUs y el sistema WAMS, para verificar que los parámetros actuales del modelo respondan de acuerdo a las pruebas y registros en campo, una vez validada la respuesta de la Simulación en Tiempo Real, y el análisis oscilatorio PMU/WAMS, se ejecuta el proceso de sintonización verificando la respuesta con los nuevos parámetros sintonizados, el análisis de detección de oscilaciones se realiza en el Sistema WAMS con la información de PMUs reales integradas a la Simulación en Tiempo Real. Finalmente, se implementaron los parámetros en el sistema de control.

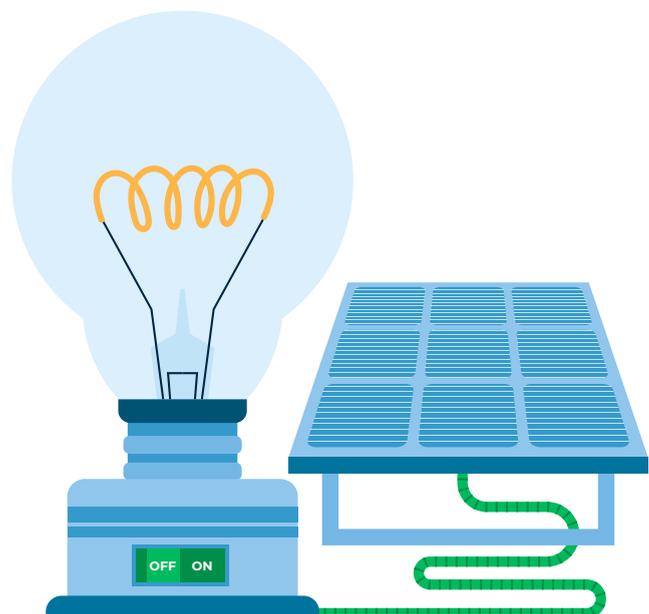
2.3.2 Plataforma de simulación en tiempo real para entrenamiento ante fenómenos dinámicos

La incorporación de la tecnología WAMS plantea nuevos retos de adaptación y conocimiento especializado para los operadores del sistema, para interpretar fenómenos dinámicos y tener una respuesta adecuada en la ejecución de las acciones de control. En este sentido, es fundamental contar con un ambiente de entrenamiento que permita al operador adaptarse a nuevas tecnologías y a los fenómenos dinámicos que aparecen en sistemas cada vez más complejos o a consecuencia de elementos o controladores de las unidades de generación mal parametrizados. Es así que, se desarrolló una metodología para disponer de una plataforma de simulación digital en tiempo real para entrenamiento de operadores, ante fenómenos dinámicos. Esta plataforma está compuesta por la integración de la Simulación Digital en Tiempo Real, con el sistema WAMS y sus herramientas de análisis de estabilidad en tiempo real.

Se desarrolló el modelado de una red reducida del SNI en la herramienta de resolución fasorial en tiempo real ePHASORSim de OPAL-RT y con la utilización de los módulos y protocolo de sincrofasores para la simulación de PMUs (Virtuales) se realiza la integración de esta información en el sistema WAMS de Pruebas de CENACE (WAProtector), como si se trataran de PMUs reales; utilizando los módulos de análisis de estabilidad oscilatoria, voltaje y diferencia angular disponible en el sistema, se genera la información e indicadores de estabilidad que se presentan al operador en tiempo real, a través de la interfaz gráfica del sistema. Los escenarios que generan condiciones de inestabilidad son analizados previamente en PowerFactory de DlgSILENT y son reproducidos en la simulación en tiempo real. La información y alertas que presentan los diferentes módulos de análisis de WAProtector, permiten analizar las acciones que deben ejecutarse en tiempo real (para este caso en la interfaz de la simulación en tiempo Real) para mitigar las condiciones de inestabilidad. Esto permitirá mejorar las competencias de los operadores, e incrementar la seguridad del suministro de energía eléctrica.

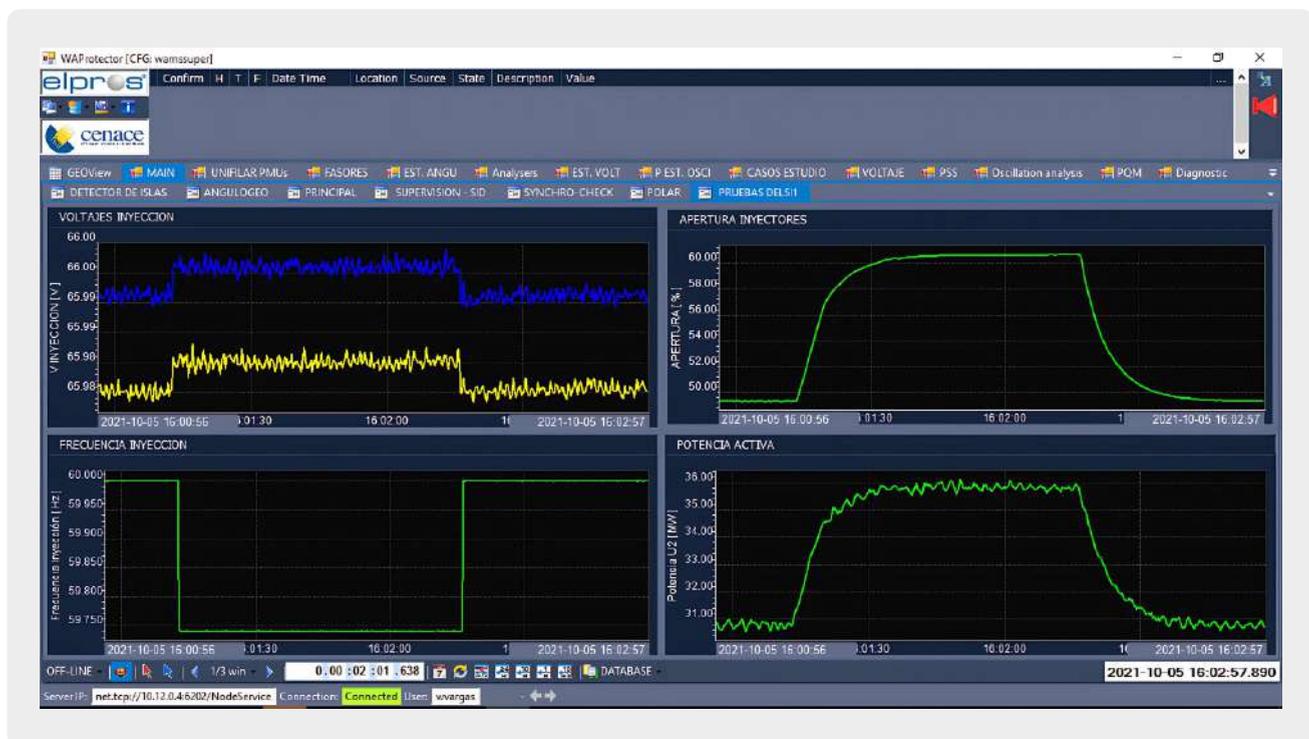
2.3.3 Sintonización de los reguladores de velocidad (gobernadores)

La regulación de frecuencia busca, a través de mecanismos de control y reservas de generación disponible, responder en forma adecuada a las exigencias del sistema y corregir así, las variaciones de frecuencias que surgen como producto de este desbalance. Por lo tanto, la capacidad de regular esta frecuencia y mantenerla dentro de ciertos límites otorga mayor seguridad, rigidez y control sobre la operación del sistema. En este sentido, se ha desarrollado un procedimiento de pruebas para la identificación de parámetros y sintonizar los reguladores de velocidad, también conocidos como gobernadores.



CENACE y CELEC EP han estructurado un protocolo de prueba en el cual se detalla la metodología para la realización de la sintonización de reguladores de voltaje y velocidad de unidades de generación, basado en normas internacionales y regulación vigente, esto con el fin de verificar el adecuado desempeño de los reguladores; dentro de la metodología desarrollada, se llevan a cabo pruebas en el generador para evaluar su operación ante diferentes condiciones de entrada, mediante equipos de medición especializados, se incorporan, en una misma base de datos de tiempo real de WAProtector, las señales del generador y de los sistemas de control y en base a estos registros dinámicos, se realizan estudios especializados para la identificación de parámetros del sistema de control regulador de velocidad; análisis de sensibilidad de parámetros y sintonización de los valores de los parámetros actualmente ajustados en los reguladores, con la finalidad de que con los nuevos parámetros se cumpla con el desempeño solicitado, mismo que es verificado con el Simulador Digital en Tiempo Real y con pruebas en campo.

Figura Nro. 2.5: Pruebas al regulador de velocidad – Decremento de frecuencia



2.3.4 Esquema de separación de áreas

En la subestación Pimampiro se implementó el nuevo Esquema de Separación de Áreas – ESA de la interconexión Ecuador – Colombia, que permite incorporar lógicas de protección especiales y flexibles que coordinen con el nuevo esquema de Jamondino y potencien su funcionalidad. La implementación de Controladores de Automatización e IEDs con funcionalidad de PMU en la subestación Pimampiro permitirá la activación de funciones que utilizan la diferencia angular para incrementar la velocidad de actuación ante eventos críticos, así como incorporar lógicas en los esquemas de protección que utilicen mediciones sincrofásoriales.

Para la detección de condiciones de riesgo ante eventos críticos que pongan en peligro la estabilidad de los sistemas de Ecuador y Colombia, el sistema de ESA cuenta con diferentes elementos de detección (lógicas). Dichos elementos buscan complementarse entre sí, para dar la máxima confiabilidad a ESA. En este sentido, antes de su implementación física, se requirió validar la actuación de estas lógicas en un ambiente controlado de Laboratorio del fabricante, utilizando la Simulación Digital en Tiempo Real, para este propósito.

En la filosofía de pruebas para la validación del sistema, se realizaron las siguientes tareas:

- ✔ Ejecutar los escenarios de contingencia identificados en el estudio.
- ✔ Probar que el sistema de separación de áreas funciona para los parámetros predefinidos.
- ✔ Probar que el control ESA funciona para todos los escenarios previamente definidos.
- ✔ Crear el informe de prueba de aceptación de fábrica – FAT para el ESA.

CENACE está integrando en su Laboratorio, equipamiento especializado similar al que se encuentra implementado en ESA, esto permitirá que se desarrollen pruebas más exhaustivas a los esquemas programados y sobre todo con la simulación Digital en Tiempo Real integrada con este equipamiento, se analizarán diferentes escenarios y actuación del esquema, registrando en la simulación la apertura de los elementos del sistema y analizando de forma integral no solo la correcta operación del equipo, al cumplir con los parámetros configurados, sino el efecto que tendría su actuación en el sistema. Esto permitirá validar las lógicas implementadas, determinar la modificación de sus parámetros, su actualización, desarrollar y probar nuevas lógicas; todo esto previo a su implementación en el sistema físico.

Figura Nro. 2.6: Pruebas en laboratorio a Esquemas de Acción Remedial

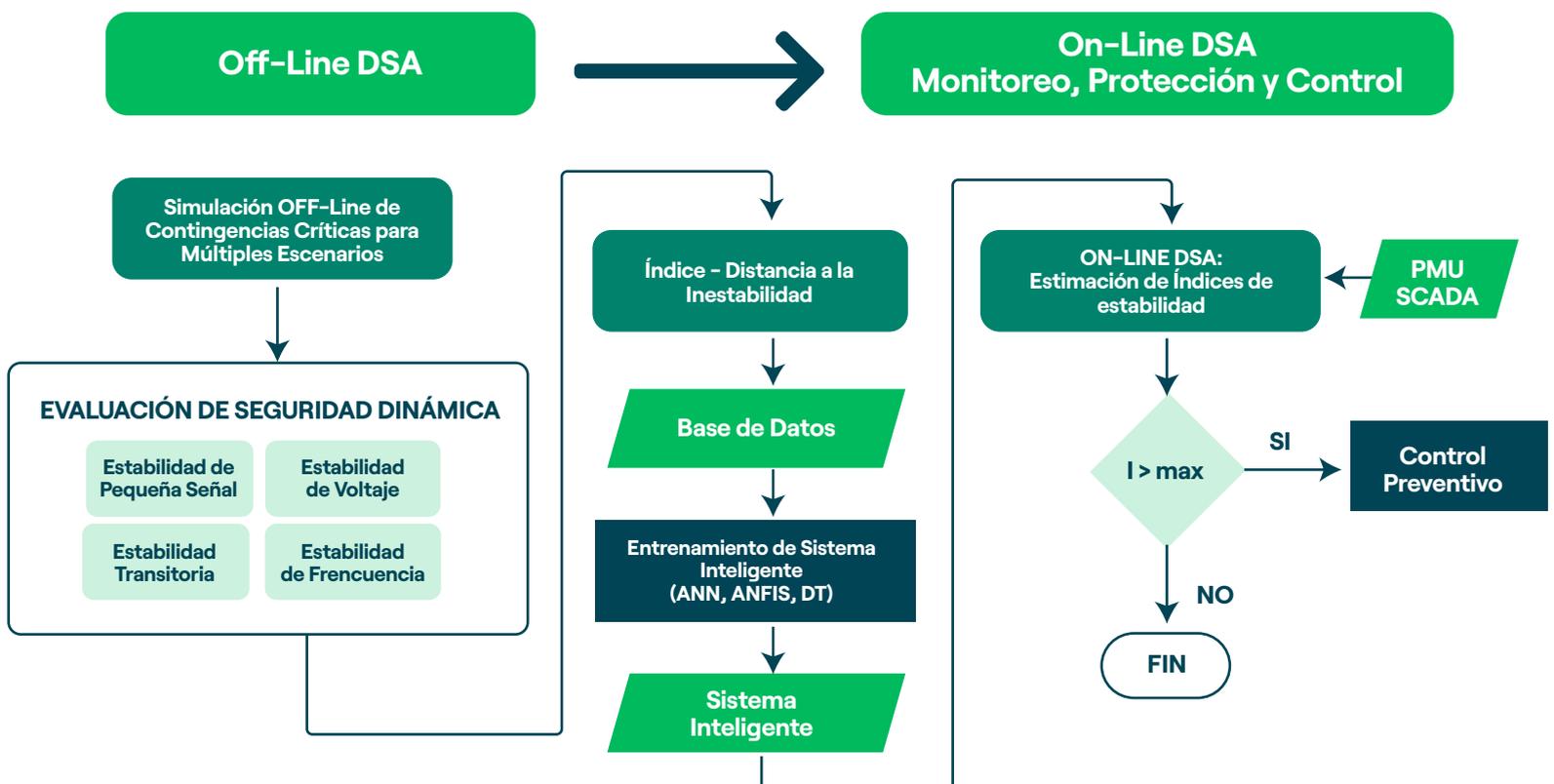


2.3.5 Implementación de una herramienta para la evaluación de la seguridad dinámica en línea del Sistema Nacional Interconectado usando simulación digital en tiempo real

Actualmente, para mantener la estabilidad y niveles adecuados de seguridad, los operadores del sistema eléctrico ecuatoriano dependen, en gran medida, de los resultados de los estudios de planificación operativa realizados fuera de línea. Estos estudios son una guía para el operador y ayudan a mantener diariamente la seguridad, calidad y confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado -SNI-; sin embargo, las exigencias a las que se enfrenta el sistema están haciendo que la planificación fuera de línea tenga una tarea difícil a la hora de garantizar una operación segura. Bajo esta realidad, las técnicas convencionales de evaluación de estabilidad del sistema y los métodos computacionales usados resultan insuficientes, siendo necesario y conveniente contar con herramientas de evaluación de la seguridad dinámica (DSA) en línea.

La implementación de una herramienta de Evaluación de la Seguridad Dinámica en línea mediante Simulación Digital en Tiempo Real se realizó en CENACE mediante la representación de un gemelo digital del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, esta implementación representa un paso significativo hacia la mejora de la operación del Sistema Nacional Interconectado. Los beneficios anticipados, desde una operación más segura hasta la preparación para desafíos futuros, subrayan la importancia estratégica de esta herramienta. La adaptabilidad y la mejora continua de la herramienta garantizarán su relevancia a medida que evoluciona el entorno operativo del sistema eléctrico.

Figura Nro. 2.7: Esquema de evaluación de seguridad dinámica



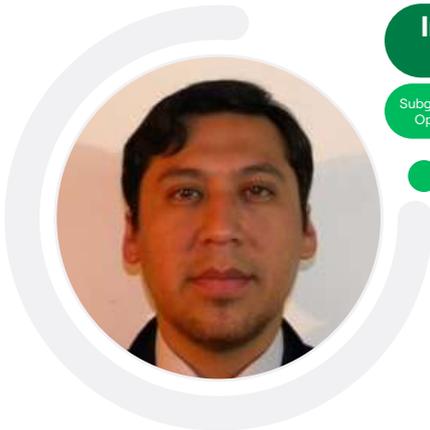
Autores



Dr. Diego Ernesto Echeverría Jurado

Gerente Nacional de Desarrollo Técnico
Operador Nacional de Electricidad – CENACE

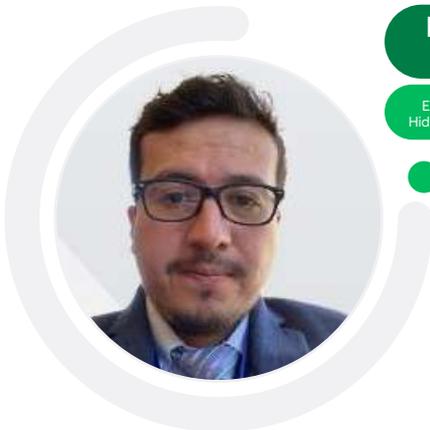
ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Ing. Aharon Bhawan De La Torre

Subgerente Nacional de Investigación y Desarrollo
Operador Nacional de Electricidad – CENACE

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Ing. David Mauricio Panchi Vergara

Especialista de la Producción Generación
Hidráulica CELEC – EP UN Coca Codo Sinclair

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN





03 **CAPÍTULO**

**Cifras del
sector eléctrico**

03 CAPÍTULO

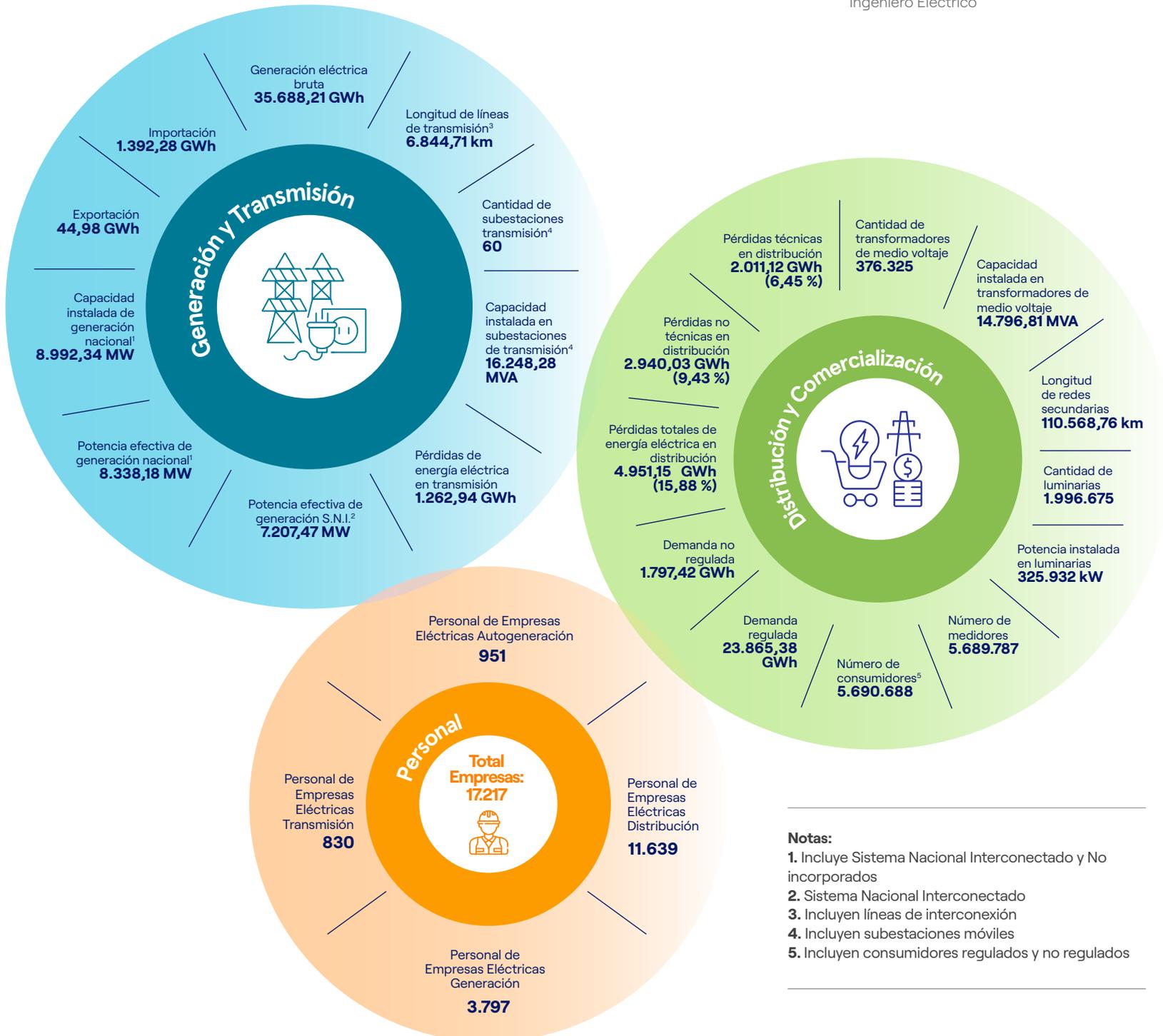
Cifras del sector eléctrico

Andrea Torres
Magíster en Energías Renovables

Christian Junia
Ingeniero Eléctrico

Óscar Salazar
Ingeniero Eléctrico

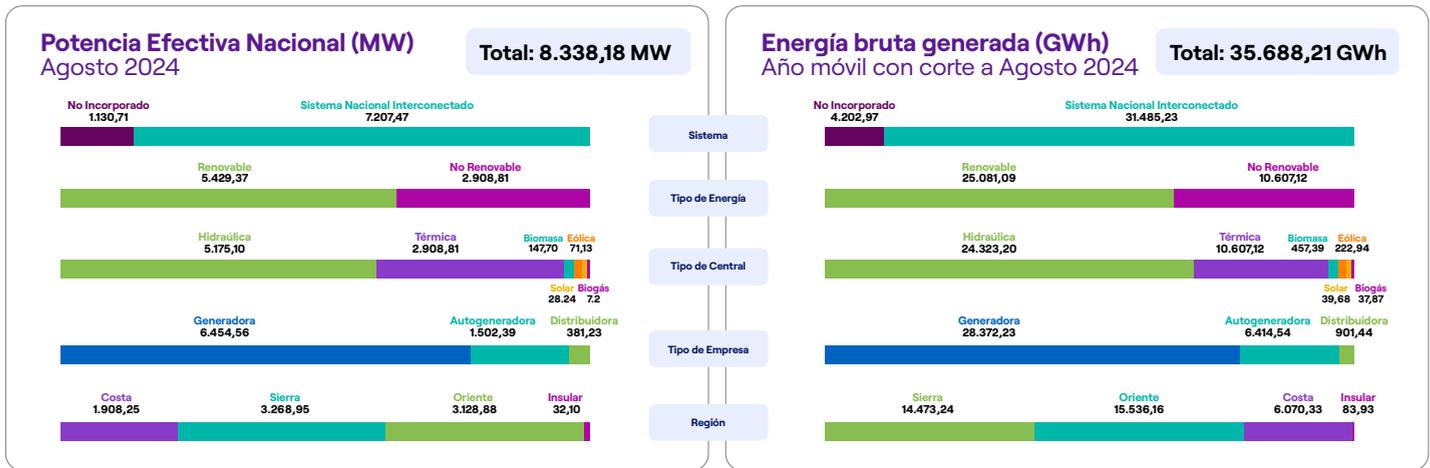
3.1 Cifras principales del sector eléctrico Agosto 2024



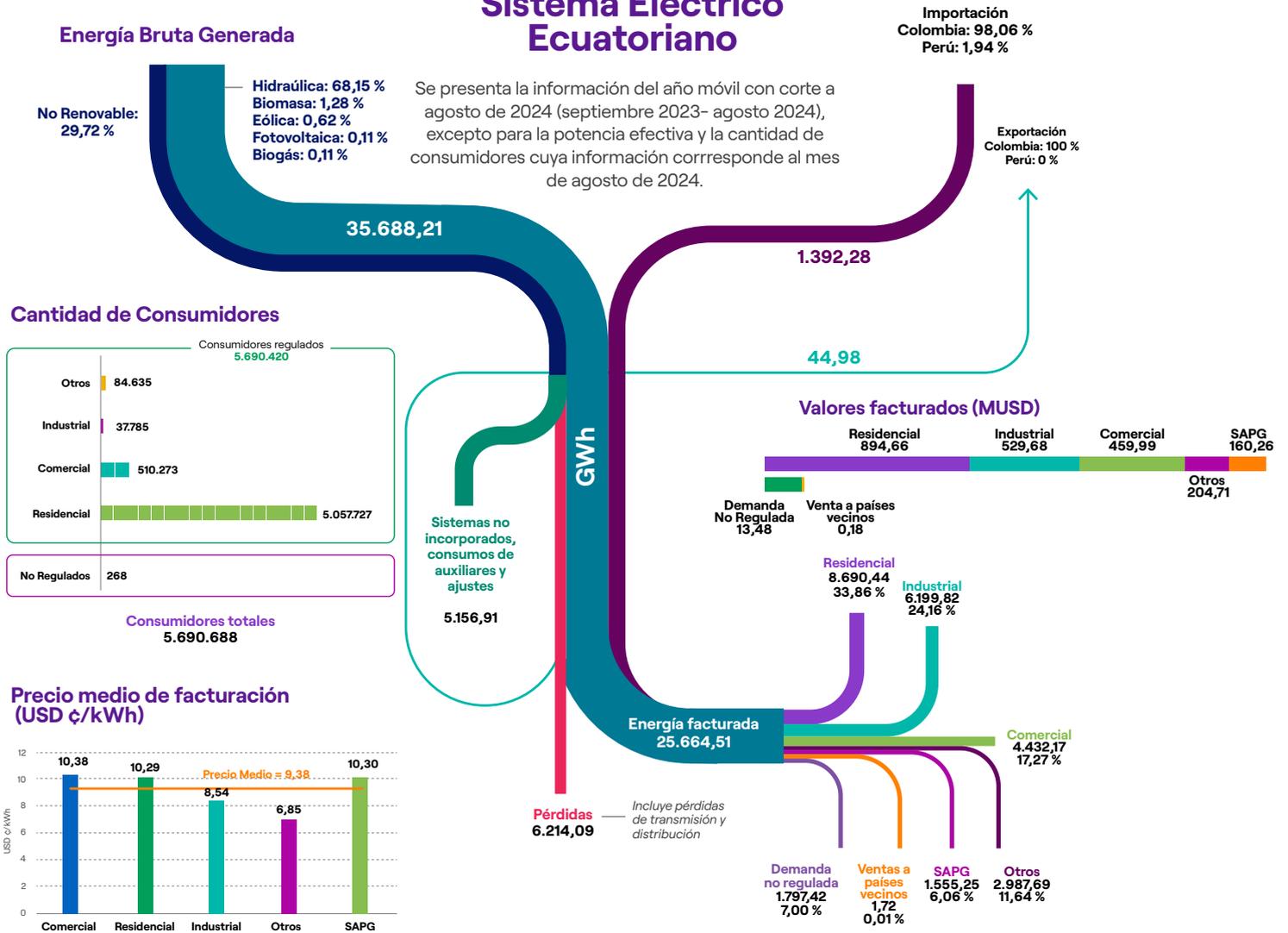
Notas:

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

3.2 Potencia, producción de energía, consumos, facturación

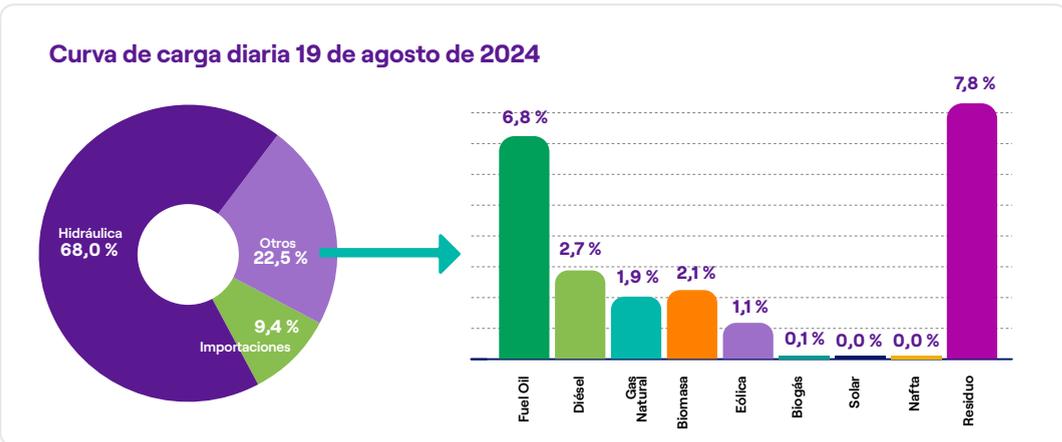
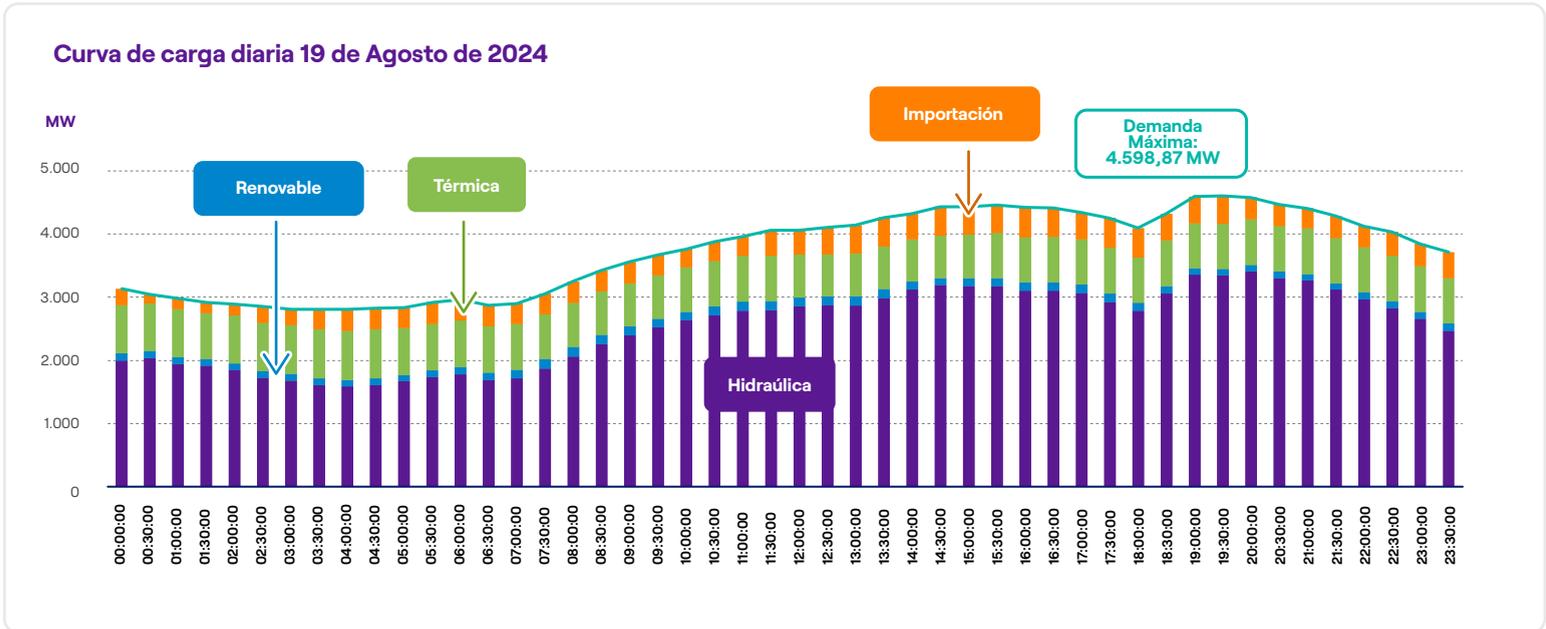
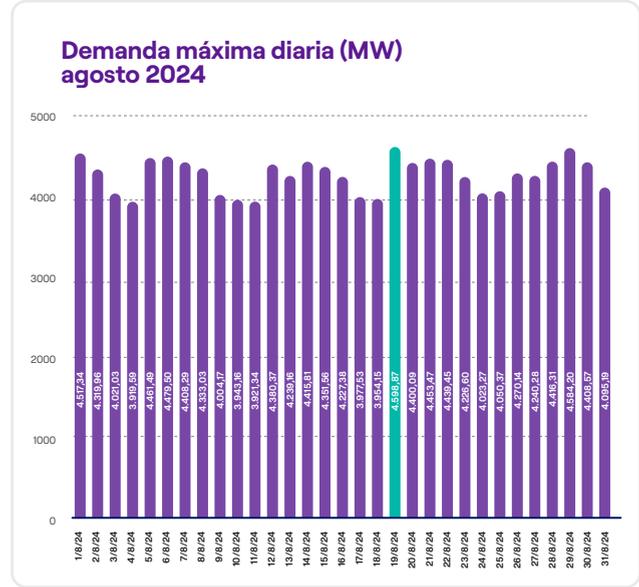
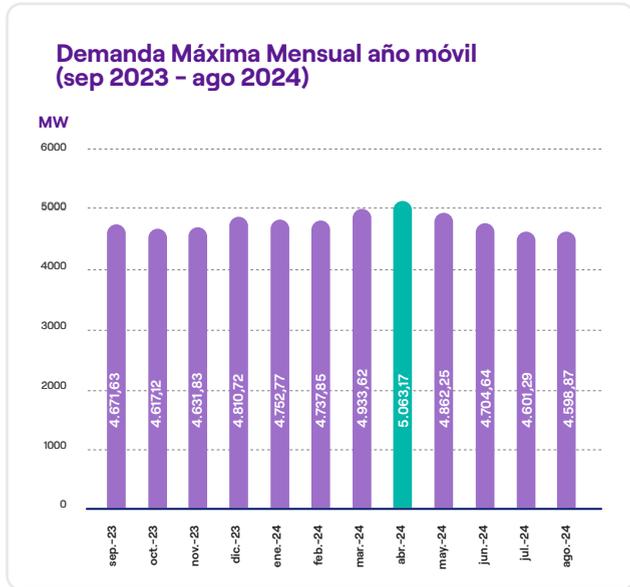


Sistema Eléctrico Ecuatoriano



3.3 Demanda de energía en el Sistema Nacional Interconectado

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 agosto 2024.



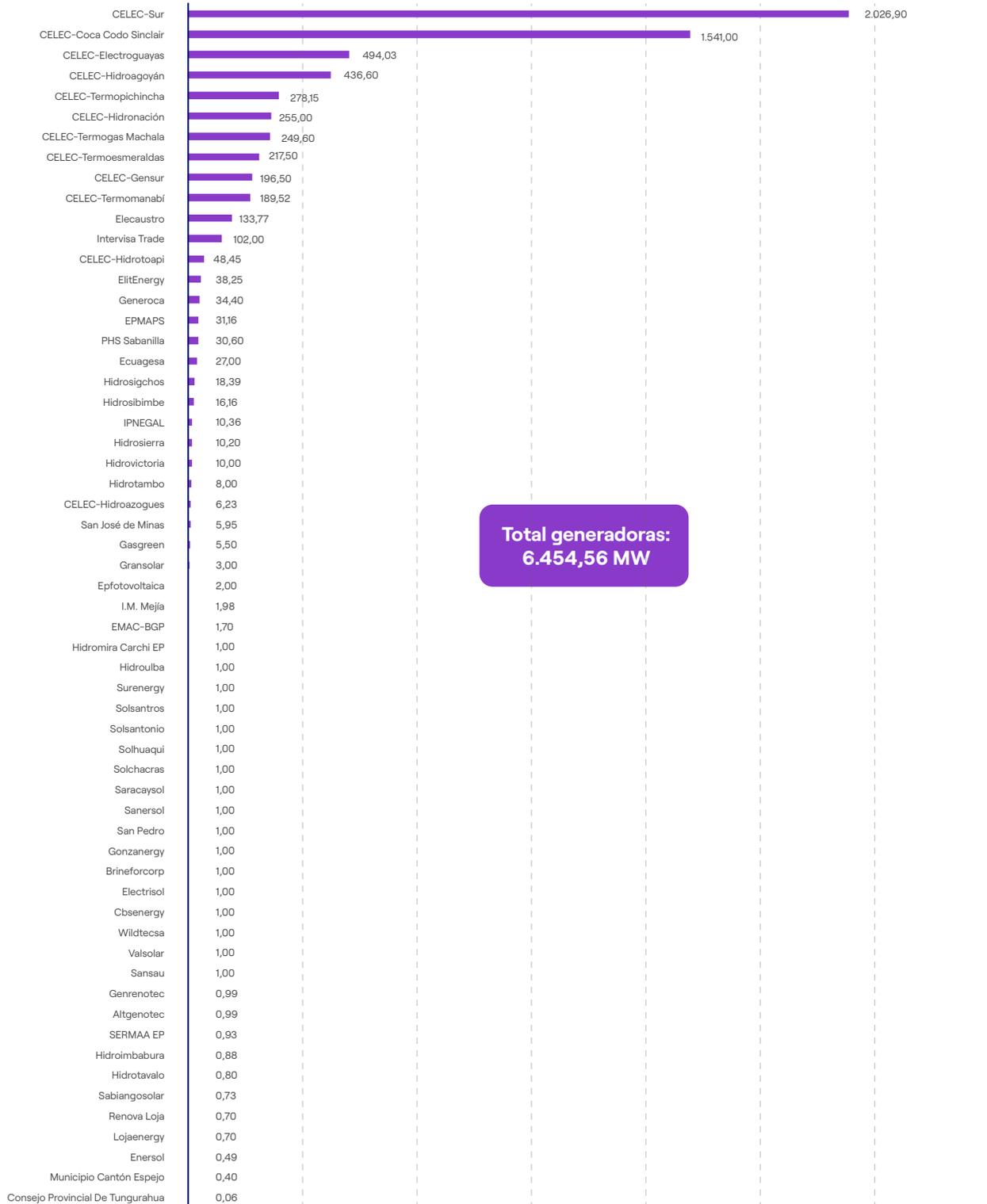
Empresas distribuidoras con mayor demanda de potencia (MW)

- CNEL-EP Guayaquil: 980,5 MW
- E.E. Quito: 716,51 MW
- CNEL-Guayas Los Ríos: 502,21 MW

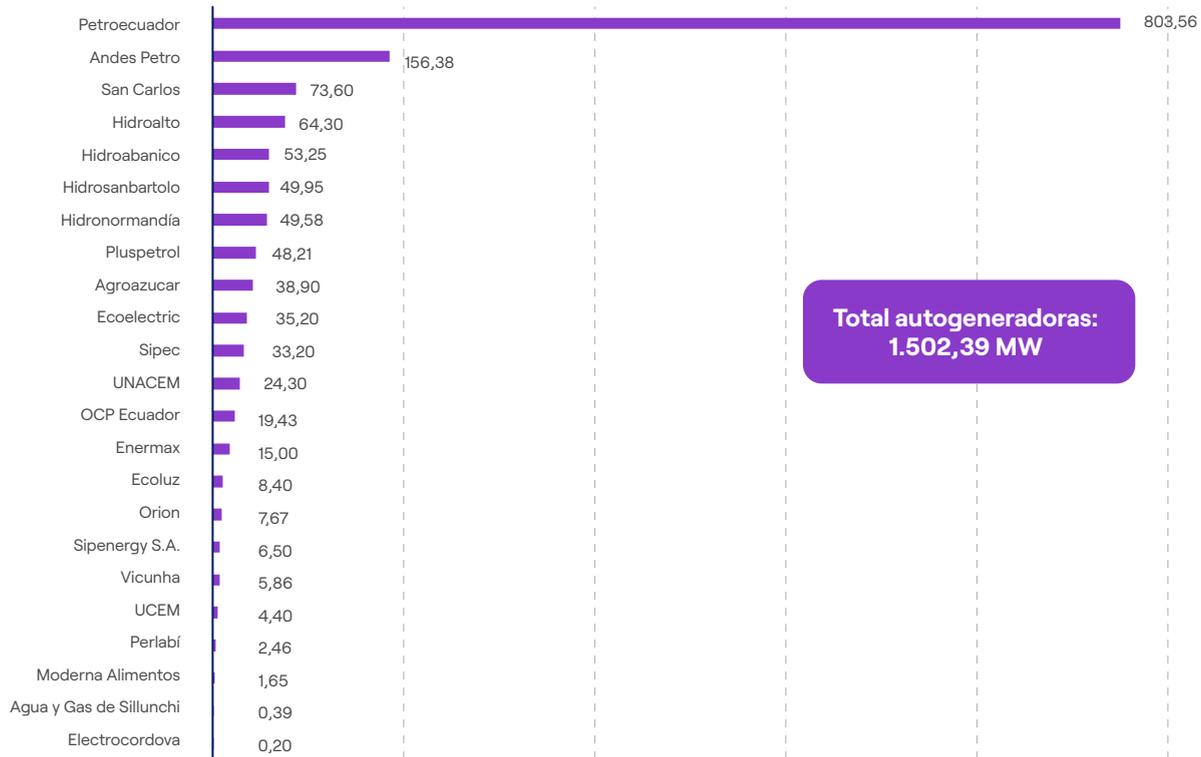
3.4 Cifras etapa de generación

Empresas de Generación, Autogeneración, Distribución y SGDAs
Potencia Efectiva (MW)
Agosto 2024

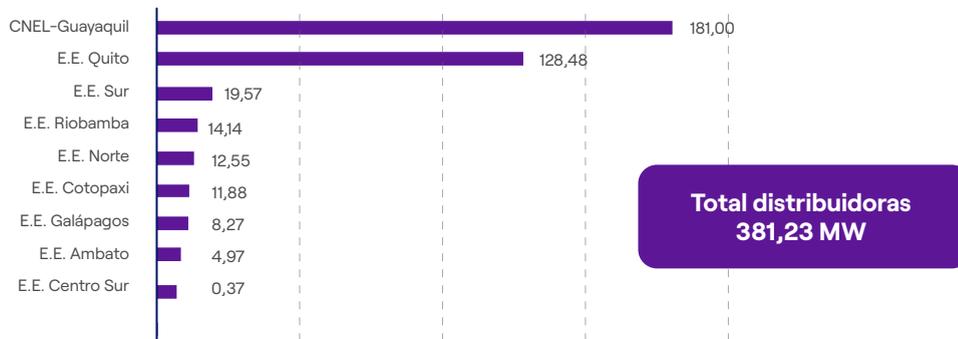
Generadoras



Autogeneradoras



Distribuidoras



Sistemas de generación para autoabastecimiento - SGDA's instalados en área de concesión de las Empresas Eléctricas de Distribución



3.5 Cifras de transmisión

CELEC EP TRANSELECTRIC

Agosto 2024

Líneas de Transmisión Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.)

Tipo	Nivel de voltaje (kV)	Número de líneas #	Longitud (km)
Simple Circuito	138	41	2.023,19
	230	25	1.748,82
	500	6	610,00
Total Simple Circuito		72	4.382,01
Doble Circuito	138	15	530,38
	230	24	1.932,32
Total Doble Circuito		39	2.462,70
Total General		111	6.844,71

* Incluyen líneas de interconexión con Colombia y Perú

Líneas de Transmisión de Interconexión

Tipo	Nivel de voltaje (kV)	Nombre Línea	Longitud hasta la frontera (km)	Longitud Total (km)
Simple Circuito	138	Tulcán - Panamericana	7,50	15,50
Total Simple Circuito			7,50	15,50
Doble Circuito	239	Machala - Zorritos	52,72	110,00
		Pimampiro - Jamondino 1	63,02	138,70
		Pimampiro - Jamondino 2	54,20	132,00
Total Doble Circuito			169,94	380,70

Subestaciones y transformadores del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.)

Tipo de Subestación	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Reducción	56	95	16.053,28
Móviles - reducción	4	4	195,00
Total	60	99	16.248,28

3.6 Cifras etapa de distribución

Empresas de distribución y comercialización Agosto 2024

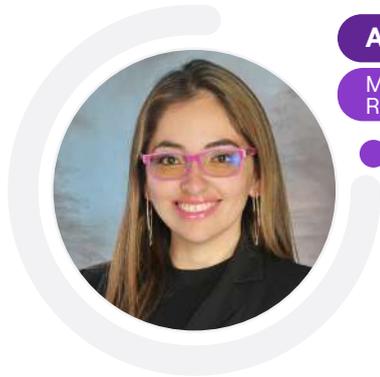
Infraestructura de Distribución

Empresa	 Media tensión	 Transformadores		 Baja tensión	 Luminarias		 Medidores
	km	#	MVA	km	#	kW	#
CNEL-Bolívar	3.405,43	6.570	101,57	3.672,14	28.843	4.750,26	72.478
CNEL-El Oro	5.897,96	16.361	737,90	3.925,76	104.305	19.399,32	279.184
CNEL-Esmeraldas	5.044,97	11.011	355,03	3.155,51	60.268	10.866,88	131.495
CNEL-Guayaquil	3.814,20	40.324	2.702,87	5.894,03	197.619	32.386,24	721.218
CNEL-Guayas Los Ríos	9.137,05	36.304	1.473,62	6.026,32	114.322	20.823,00	368.410
CNEL-Los Ríos	3.687,44	11.051	362,48	2.336,04	36.228	6.627,87	149.063
CNEL-Manabí	8.854,44	31.675	989,26	7.781,44	146.025	25.816,12	358.013
CNEL-Milagro	4.694,22	14.239	479,97	2.350,18	57.697	10.929,33	165.339
CNEL-Sta. Elena	1.618,09	8.529	393,77	1.636,62	45.957	8.541,35	107.978
CNEL-Sto. Domingo	10.423,91	25.675	538,07	6.906,41	94.121	16.682,73	273.911
CNEL-Sucumbíos	5.567,18	11.354	307,80	4.905,97	55.699	7.598,84	111.384
E.E. Ambato	6.385,40	17.895	494,79	9.080,98	159.636	22.780,96	312.215
E.E. Azogues	883,05	2.377	72,61	1.577,35	20.155	3.479,02	41.630
E.E. Centro Sur	11.042,54	29.347	957,57	13.701,62	185.380	33.845,08	445.417
E.E. Cotopaxi	4.653,35	11.223	337,85	6.413,89	69.770	10.299,30	157.410
E.E. Galápagos	374,43	1.327	48,03	278,40	6.754	800,66	14.744
E.E. Norte	6.659,97	19.932	568,95	7.736,84	135.432	19.846,94	280.435
E.E. Quito	9.431,91	44.743	3.142,14	11.467,12	315.776	49.427,82	1.274.289
E.E. Riobamba	4.624,12	15.549	319,94	5.802,44	83.945	11.201,36	191.939
E.E. Sur	8.899,91	20.839	412,58	5.919,72	78.743	9.828,79	233.235
Totales	115.099,56	376.325	14.796,81	110.568,76	1.996.675	325.931,85	5.689.787

Tipo de Consumidores por Empresa Eléctrica de Distribución

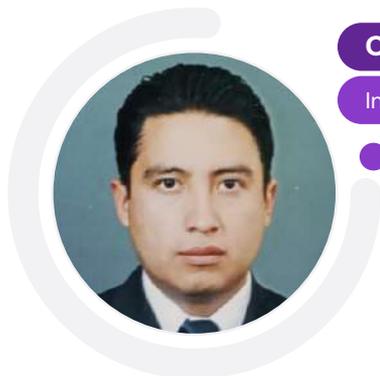
Empresa	Consumidores regulados				 Total regulados	 Total no regulados	 Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros			
CNEL-Bolívar	67.175	3.737	115	1.478	72.505	-	72.505
CNEL-El Oro	255.845	18.883	1.541	3.798	280.067	1	280.068
CNEL-Esmeraldas	121.727	7.563	308	2.453	132.051	2	132.053
CNEL-Guayaquil	638.887	74.513	2.092	5.767	721.259	45	721.304
CNEL-Guayas Los Ríos	341.405	20.244	800	6.001	368.450	18	368.468
CNEL-Los Ríos	139.168	7.715	329	1.856	149.068	1	149.069
CNEL-Manabí	330.203	18.708	484	5.342	354.737	8	354.745
CNEL-Milagro	150.387	12.086	183	1.682	164.338	4	164.342
CNEL-Sta. Elena	97.852	6.666	158	1.744	106.420	2	106.422
CNEL-Sto. Domingo	243.094	27.133	288	3.410	273.925	4	273.929
CNEL-Sucumbíos	96.443	12.388	440	2.520	111.791	-	111.791
E.E. Ambato	269.962	30.624	6.009	5.681	312.276	6	312.282
E.E. Azogues	37.865	2.834	427	613	41.739	1	41.740
E.E. Centro Sur	398.801	38.362	4.806	7.048	449.017	9	449.026
E.E. Cotopaxi	139.675	12.339	3.175	2.308	157.497	3	157.500
E.E. Galápagos	11.618	2.384	181	573	14.756	-	14.756
E.E. Norte	244.474	29.254	2.632	3.560	279.920	6	279.926
E.E. Quito	1.099.273	145.383	11.946	18.521	1.275.123	157	1.275.280
E.E. Riobamba	168.253	19.695	656	3.332	191.936	1	191.937
E.E. Sur	205.620	19.762	1.215	6.948	233.545	-	233.545
Total	5.057.727	510.273	37.785	84.635	5.690.420	268	5.690.688

Autores



Andrea Torres

Magíster en Energías
Renovables



Christian Junia

Ingeniero Eléctrico



Oscar Salazar

Ingeniero Eléctrico



CONSEJO EDITORIAL

EDITORES EDITORES EDITORES EDITORES



MARISOL DÍAZ

Ing. Sistemas Informáticos



ÁNGEL ECHEVERRÍA

Ingeniero Eléctrico



ANDREA TORRES

MSc. Energías Renovables



PAMELA VACA

Ingeniera Eléctrica



OSCAR SALAZAR

Ingeniero Eléctrico



SANTIAGO LÓPEZ

MBA. Gestión de Proyectos

COORDINACIÓN GENERAL

Lenin Poma Jumbo
Coordinador Nacional de
Regulación Eléctrica

DIRECCIÓN GENERAL

Ángel Echeverría Zambrano
Director Técnico de Estudios,
Información e Innovación

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

Sofía Andrade T.

FOTOGRAFÍAS

CELEC-Transelectric
Hidroazogues
Mario Alejandro Tapia
Marisol Díaz Espinoza
Ministerio de Transporte y
Obras Públicas
Ministerio de Turismo
Moderna Alimentos
Néstor Carrera

AUSPICIO

Banco Interamericano de Desarrollo – BID



CITAR ESTE DOCUMENTO COMO

Panorama Eléctrico, Edición 25
Quito – Ecuador, noviembre 2024
Todos los derechos reservados

Línea de transmisión 500 kV - Napo
CELEC-Transeléctric



Ruta Collas - Pichincha
Ministerio de Transporte y Obras
Públicas



Fauna - Galápagos
Ministerio de Turismo



Acueducto - Cañar
Hidrozoques



Atardecer en Canoa - Manabi
Nestor Carrera



Casa de Máquinas - Morona Santiago
Hidroabánico



Fauna Yasuni - Orellana
Ministerio de Turismo



Quito nocturno - Pichincha
Marisol Díaz Espinoza



PANORAMA
ELÉCTRICO
2024

www.controlelectrico.gob.ec

**Agencia de Regulación y Control
de Electricidad**

