



PANORAMA

ELÉCTRICO 2025

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

EDICIÓN 26 ▶ ENERO

 Paisaje, Zamora Chinchipe
Ministerio de Turismo



 Fauna, Yasuní
Ministerio de Turismo

 Volcán Reventador, Sucumbios
CELEC EP



 Represa Agoyán, Tungurahua
CELEC Hidroagoyán



 Avenida de los volcanes, Pichincha
Ministerio de Turismo



 Líneas de Transmisión,
CELEC - Transelectric





Autonomía Energética:

Herramientas de simulación para estudios con generación local

Capítulo 01

.....	2
1.1 Conclusiones y recomendaciones	10
1.2 Referencias bibliográficas	10

Creación de archivos ASCII para CYMDIST

a partir de información geográfica mediante Python

Capítulo 02

.....	12
2.1 Unión de nodos	13
2.2 Asignación de nodos para la conexión a los elementos	15
2.3 Metodología para automatizar la creación de los archivos ASCII en CYMDIST	16
2.4 Creación de librerías en archivos ASCII de equipos	18
2.5 Conclusiones	22
2.6 Referencias	23
Autor	23





Desafíos técnicos

para la integración de las energías renovables y la gestión energética de la generación distribuida

Capítulo 03

.....	25
3.1 Resumen	25
3.2 Introducción	25
3.2.1 Identificación del problema	25
3.3 Integración de recursos energéticos distribuidos en el sistema eléctrico	27
3.3.1 Estrategias para la integración de DERs en los sistemas eléctricos	27
3.4 Criterios de operación necesarios para la integración eficaz de los DERs en el sistema eléctrico	30
3.4.1 Optimización del despacho de DERs	31
3.5 Discusión y conclusiones	34
3.6 Referencias	35
Autor	36



Cifras del sector eléctrico ecuatoriano

Capítulo 04

.....	38
4.1 Cifras principales del sector eléctrico – Octubre 2024	38
4.2 Potencia, producción de energía, consumos, facturación	39
4.3 Demanda de Energía en el Sistema Nacional Interconectado	40
4.4 Cifras de generación	41
4.5 Cifras de transmisión	43
4.6 Cifras de distribución	44
Autores	46

CONTENIDO DE FIGURAS

Figura Nro. 1.1	Modelamiento de un proyecto de generación local en OpenDSS-G	8
Figura Nro. 1.2	Modelamiento de un proyecto de generación local en GridLAB-D5	9
Figura Nro. 2.1	Nodos muy cercanos que pueden provocar discontinuidad	14
Figura Nro. 2.2	Unión de nodos muy cercanos	14
Figura Nro. 2.3	Aplicación del algoritmo de unión de nodos de manera iterativa	14
Figura Nro. 2.4	Circuito pequeño en CYMDIST y actualización del circuito en la base de datos...	16
Figura Nro. 2.5	Archivo ASCII de red del circuito	16
Figura Nro. 2.6	Diagrama de flujo para crear librerías generando directamente el archivo ASCII.	19
Figura Nro. 2.7	Ejemplo de sección de librerías de líneas del archivo ASCII de equipos	19
Figura Nro. 2.8	Diagrama de flujo para crear librerías usando CYMDIST	20
Figura Nro. 2.9	Ventana para crear librerías de líneas en CYMDIST	20
Figura Nro. 3.1	Incorporación de DERs en el sistema eléctrico, sin visibilidad técnica ni controlabilidad por el operador del sistema	26
Figura Nro. 3.2	Estrategias de integración masiva de DERs en el sistema eléctrico	28
Figura Nro. 3.3	Operación de un conjunto de DERs sin coordinación ni optimización en el despacho de unidades	32
Figura Nro. 3.4	Despacho de DERs con criterios de integración técnica	33
Figura Nro. 3.5	Pilares para la integración de los DERs en el sistema eléctrico	34

CONTENIDO DE TABLAS

Tabla Nro. 2.1	Resumen de asignaciones	15
Tabla Nro. 2.2	Ventajas y Desventajas de Cada Método	22
Tabla Nro. 3.1	Diferencias entre microrredes y centrales virtuales	29

Presentación

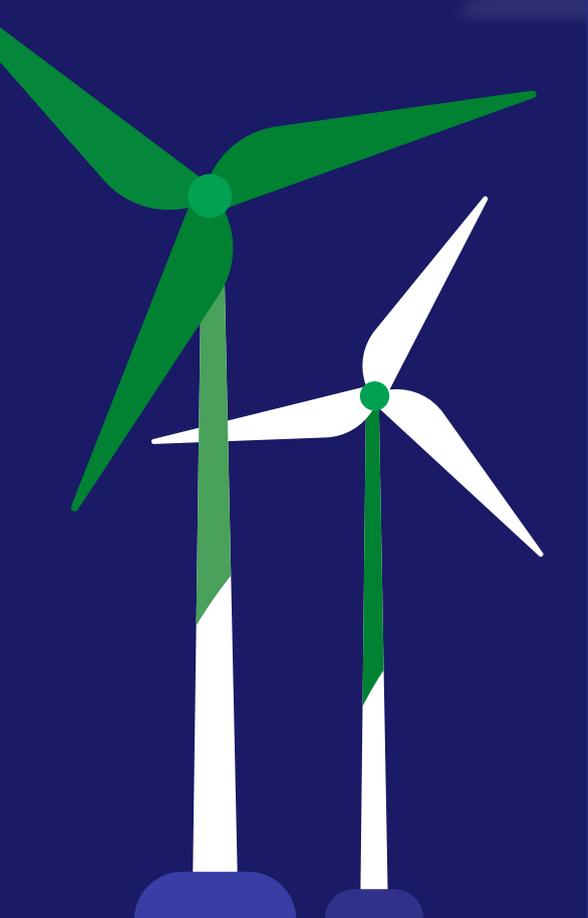
La Revista Panorama Eléctrico es una publicación bimensual, que recopila temas de relevancia para el sector eléctrico, mediante la presentación de artículos técnicos elaborados por profesionales con amplia experiencia, quienes aportan al desarrollo del país y del sector. Además, se incluyen las cifras 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: Herramientas de simulación para estudios con generación local.
- Creación de archivos ASCII para CYMDIST a partir de información geográfica mediante Python.
- Desafíos técnicos para la integración de las energías renovables y la gestión energética de la generación distribuida.
- Cifras del sector eléctrico ecuatoriano.

Las cifras actualizadas, correspondientes a octubre 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.



Autonomía Energética:

Herramientas de simulación para
estudios con generación local



Capítulo 01

Autonomía Energética:

Herramientas de simulación para estudios con generación local

Capítulo 01



Mauricio Soria
Magíster en Electricidad



Christian Soria
Magíster en Urbanismo



En varias ediciones de la Revista **Panorama Eléctrico** se han abordado diversos temas relacionados con la generación renovable y el impacto de la generación local en el desarrollo del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, se considera de especial interés para los lectores conocer aquellas herramientas de simulación que faciliten la realización de estudios eléctricos con generación local, también conocida como **BTM** (Behind-the-meter Generation).

Considerando las mediciones y estimaciones de temperatura e irradiancia llevadas a cabo para el modelamiento de la generación local [1], se puede estimar la generación esperada a lo largo del día para la simulación por software. Para este fin, se dispone de varias aplicaciones de gran utilidad y diferentes enfoques de análisis para llevar a cabo los estudios eléctricos.

Por una parte, la empresa eléctrica de comercialización y distribución de energía requiere conocer el impacto que tendrá la generación local en las redes eléctricas, mientras que, el prosumidor (término derivado del inglés prosumer, que se refiere a un consumidor que aporta con generación local a la red eléctrica) o la empresa encargada de la instalación de la generación local necesita conocer la viabilidad técnica del proyecto de generación y cómo será su operación en las instalaciones del domicilio o la edificación correspondiente.

Entonces se dispone de dos enfoques bien marcados. Un grupo de estudios eléctricos que permitan conocer, desde el punto de vista del sistema, cómo influye la generación local, y si ésta cumple con requerimientos técnicos mínimos para conectarse a la red; y, otros estudios que se requieren para analizar, la perspectiva del cliente, cómo será la operación de la generación local en sus instalaciones, cuánto se tendrá de ahorro de energía y cuánto se entregará a la red eléctrica.

Estos estudios siempre deben ir acompañados de un análisis técnico-económico para ambas partes. Si bien, actualmente, se dispone de soluciones muy innovadoras y tecnológicamente avanzadas que permiten resultados técnicos de gran calidad, esto puede estar supeditado a la capacidad de cubrir costos mayores. Por lo que, especialmente para la empresa eléctrica de distribución es necesario tener en cuenta la eficiencia técnica económica en el desarrollo de sus proyectos.

Conforme los requisitos de la nueva Regulación Nro. ARCONEL-005/24 “**Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica**”, entre los estudios eléctricos de interés para la empresa de comercialización y distribución de energía eléctrica pueden constar los siguientes:

- Capacidad de alojamiento de **Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA)**.
- Análisis de la **seguridad del sistema en condiciones normales** y ante contingencias.
- Análisis de la **regulación, variación y desbalance de voltaje**.
- Análisis de la **calidad de energía**.
- Evaluación de **pérdidas técnicas**.
- Estudios de **cortocircuitos y coordinación** de protecciones.

De forma estructurada y vinculada hacia los estudios antes mencionados, se debe plantear el dimensionamiento, diseño y análisis financiero del SGDA. **En este ámbito se pueden requerir los siguientes aspectos:**

01

Equipamientos que conformarán el sistema de generación local.

02

Modelamiento y simulación de la generación local.

03

Análisis de la generación, almacenamiento y/o entrega de energía eléctrica a la red.

04

Estudios de puesta a tierra y protecciones.

05

Costo de inversión, operación y mantenimiento anual.

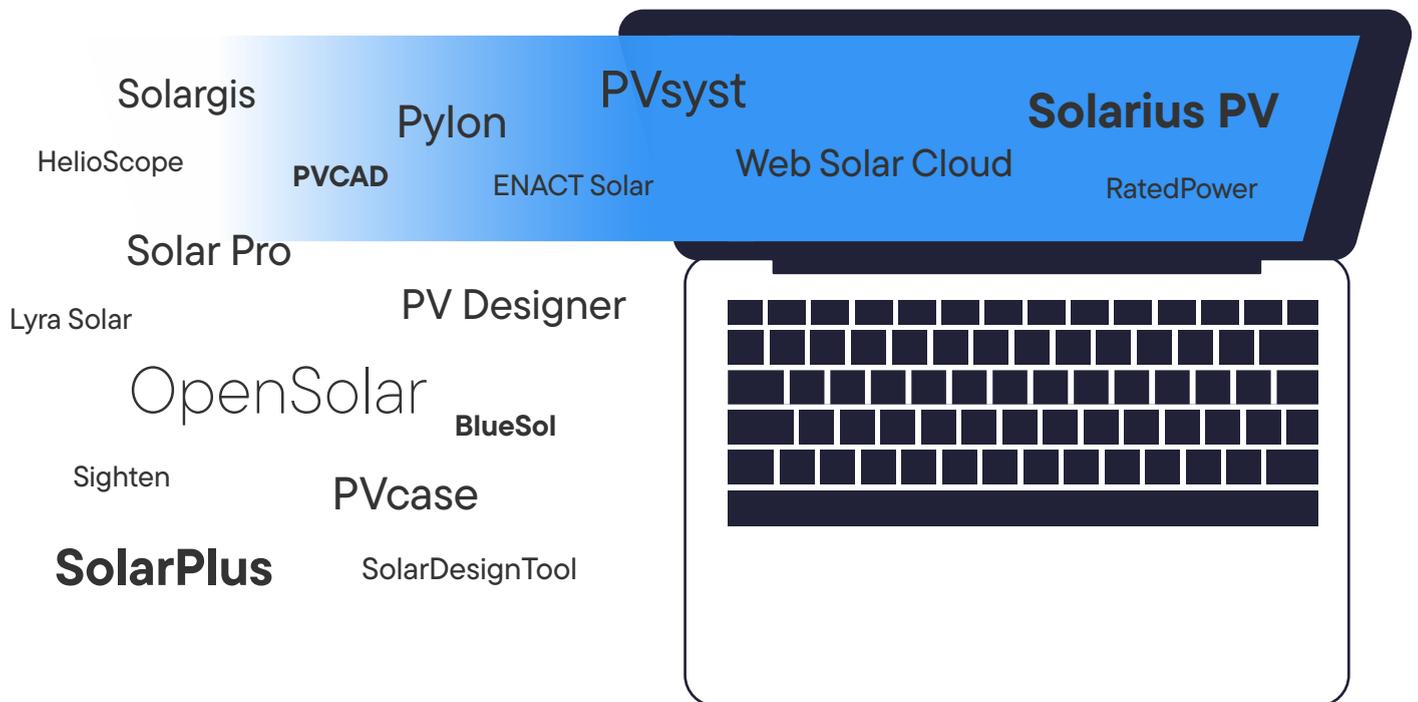
06

Costo nivelado de la energía, ahorro y recuperación de la inversión.

Los estudios y análisis tanto desde el punto de vista del sistema como del cliente son necesarios. Si bien estos estudios deben ir de la mano, las herramientas para simularlos pueden ser diversas. Obtener resultados satisfactorios que permitan una acertada toma de decisiones para ambas partes se constituye en el fin más valioso de estos estudios.

En el mercado se puede encontrar diferentes tipos de software y herramientas de simulación para abarcar y cubrir diferentes ámbitos de los estudios que se requiere llevar a cabo. Cada software tiene ciertas particularidades y fortalezas en variados aspectos, por lo que, se pueden complementar las herramientas que los expertos, ingenieros o usuarios en general deseen emplear.

Por ejemplo, para el caso de clientes con el deseo de instalar generación local en sus viviendas o empresas interesadas en brindar estos servicios de instalación en domicilios, comercios, edificaciones o áreas comunales pertinentes, pueden considerar en su portafolio de herramientas a las siguientes opciones:



Cada una de estas herramientas tiene versiones demo con las que se puede interactuar previo a la compra de alguna licencia. Gracias a esto, el interesado puede conocer los requerimientos de cada software, las ventajas y la interfaz de manejo con la cual se adapte de mejor manera.

En **Slashdot** (<https://slashdot.org/software/>) se puede comparar los diferentes modelos y su capacidad de integración con otras plataformas, la existencia de recursos de enseñanza y las características de cada uno. Es de gran ayuda para seleccionar aquellos softwares con algún fin en especial conforme al proyecto que se esté llevando a cabo.

En muchas ocasiones es necesario complementar con información relevante que requieren los estudios solares, por lo que, es recomendable consultar estaciones meteorológicas, páginas web o realizar mediciones propias a través del equipamiento necesario. Por ejemplo, en **SunEarthTools** (<https://www.sunearthtools.com/>) se puede encontrar información y herramientas muy útiles que pueden aportar a los estudios de generación local.

Siempre es necesario consultar con expertos en la materia para los estudios de puestas a tierra, protecciones y, en general, la operación del sistema completo de generación local. Sin embargo, los análisis preliminares empleando las herramientas antes descritas a través de simulaciones, serán de gran ayuda para que cada usuario de la energía eléctrica pueda considerar diversas opciones de generación local y tomar las mejores decisiones que le permita alcanzar una autonomía energética.

Por otro lado, es de trascendental importancia para los especialistas de las empresas eléctricas manejar las herramientas primordiales que les permita revisar y validar que una conexión de un SGDA o un recurso de generación distribuida (**Distributed Energy Resource - DER por sus siglas en inglés**) se lleve de la mejor manera tanto para el cliente como para el sistema eléctrico.

Entre las herramientas de simulación más destacadas para llevar a cabo estos estudios, figuran las siguientes:

- **CYME de Eaton** (CYMDIST, CYMGRD y CYMCAP)
- **OpenDSS y OpenDSS-G de EPRI** (OpenDER)
- **GridLAB-D** de U.S. Department of Energy
- **WindMil de Milsoft**

Así también, se puede emplear **nuevas versiones de software de sistemas de potencia que han extendido sus análisis a la distribución de energía eléctrica y generación renovable**, como son:



ETAP

DlgSILENT PowerFactory

PowerWorld Simulator

EMTP-RV

PSCAD

SimSEE

PSS/E

MATLAB/Simulink (MATPOWER, PSAT)



Incluso, paquetes de Python que permiten la simulación de sistemas eléctricos, también pueden ser empleados considerando los objetivos de los análisis deseados, como son:



Muchas de estas herramientas pueden interactuar entre sí en base a plataformas como Python, MATLAB, C, Java y archivos de importación/exportación propios de cada software.

El uso de estas herramientas de simulación debe procurar que los especialistas en sistemas eléctricos puedan validar los estudios que se proponen para la conexión de la generación local, a través del cumplimiento de códigos de red (Grid Code), normativas y regulaciones vigentes y siguiendo las recomendaciones de estándares y protocolos nacionales e internacionales.

Desde el punto de vista técnico, las redes eléctricas deben ser preparadas para recibir una cierta cantidad de energía proveniente de la generación local, cuyo primordial objetivo será el de brindar una autonomía o ahorro energético del usuario y estudiar las opciones para que el prosumidor brinde beneficios en la operación del sistema eléctrico; o en su defecto, no genere impactos negativos a la red.

En Ecuador, una de las herramientas más utilizadas es el software **CYMDIST** [2], en el cual, se debe explotar las capacidades de análisis que dispone en sus módulos DER con relación al impacto, la capacidad de alojamiento, el alivio óptimo de carga, análisis de microrredes y el análisis integral de escenarios con generación local (behind-the-meter scenario analysis).

Este software cuenta con modelamiento de controladores tipo seguidores de red (Grid-Following) para cumplir con las normativas internacionales como la IEEE 1547-2018 que permita asegurar una adecuada conexión de la generación local conforme a las diferentes categorías establecidas por la norma. Se puede llevar a cabo simulaciones dinámicas a largo plazo empleando el modelamiento y la simulación de la generación local a través de curvas como las

presentadas en [1]. Adicionalmente, se puede realizar el modelamiento y control de almacenamiento de energía para la generación local o para plantas de generación de mayor tamaño.

Los estudios requeridos por los especialistas del sistema eléctrico pueden ser realizados con la ayuda de este software e incluso se puede potencializar su capacidad de análisis a través de la vinculación con Python, los paquetes y módulos propios de Python, e incluso su vinculación con OpenDER y WindMil. Es de suma importancia, obtener el mayor provecho de esta herramienta con la que cuentan varias empresas eléctricas del país, para que los estudios sean de un gran beneficio para planificar y operar las redes a la cuales cada vez en mayor proporción se irán conectando SGDA o DERs.

Si bien las redes eléctricas en la etapa de distribución no fueron inicialmente planificadas para recibir una gran cantidad de generación local, se pueden ir adaptando para soportar la capacidad de generación, la conformación de islas y la operación inteligente del sistema EMS (Energy Management System por sus siglas en inglés) de los centros de control de la distribución de energía que se han desarrollado actualmente en el país.

Así como, en las demás etapas, en distribución se requiere de una gran inversión técnica, administrativa y económica para procurar disponer de redes eléctricas confiables que permitan la conexión paulatina de generación y almacenamiento de energía local, de vehículos eléctricos a nivel residencial y comercial, de cocinas y hornos de inducción, de sistemas de calefacción y aire acondicionado, con un adecuado comportamiento de los equipamientos de la red y sus protecciones.

De la previsión y tecnicidad con la que se realicen los estudios, desde el punto de vista del sistema, para abarcar la generación local y los diferentes equipos que requieren o suministran energía eléctrica se podrán realizar conexiones seguras y en mayor cantidad en los diversos niveles de voltaje del sistema de distribución.

De forma similar, EPRI se encuentra muy a la vanguardia de las tecnologías y controladores de la generación local, por lo que, ha implementado modelos libres como OpenDER donde se incluye los paradigmas de control y operación que deben seguir los equipos que desean conectarse a la red eléctrica cumpliendo con las recomendaciones de los estándares internacionales. Este modelo OpenDER tiene varias versiones y continúa siendo desarrollado y mejorado. A través de Python se lo puede vincular con CYMDIST o en su defecto, se puede emplear el software OpenDSS impulsado por el mismo EPRI. OpenDSS [3] es un software

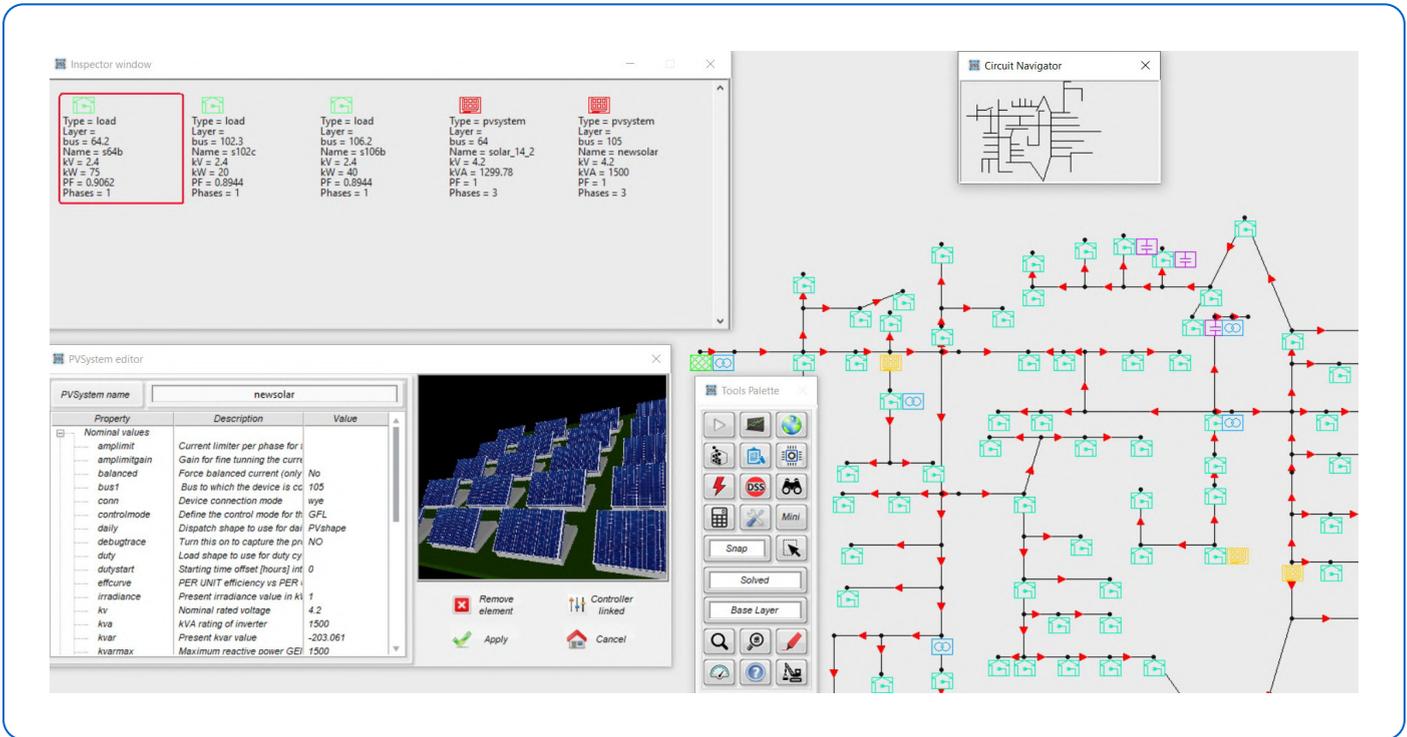
programado en lenguaje Delphi y sujeto a una licencia tipo BSD License. OpenDSS es un software de código abierto (open-source) licenciado por EPRI.

Si bien, OpenDER se constituye en una de las interacciones más importantes entre EPRI y los usuarios del software CYMDIST a través de Python, también existe herramientas compatibles en CYMDIST como los métodos de capacidad de alojamiento aplicados en la herramienta de estimación del valor e integración de recursos de distribución (DRIVE) de EPRI. De forma similar, DRIVE también es posible ejecutar desde OpenDSS para los especialistas interesados.

OpenDSS ha sido creada como una herramienta de lenguaje de programación, sin embargo, actualmente cuenta con una interfaz gráfica denominada OpenDSS-G, la cual emplea las funcionalidades de OpenDSS para facilitar el uso de las características del software (Figura Nro. 1.1).



Figura Nro. 1.1: Modelamiento de un proyecto de generación local en OpenDSS-G



La interacción CYMDIST – OpenDSS es de gran interés; y, a pesar de contar con herramientas de análisis compatibles en ambos programas aún mejor, se puede investigar la factibilidad de crear una infraestructura avanzada de software donde se incorpore la interoperabilidad entre ellos a través de un orquestador, como lo desarrollado en [4].

También es posible convertir modelos de sistemas de distribución de CYMDIST a GridLAB-D. GridLAB-D [5] es una herramienta de simulación y análisis de sistemas de distribución de energía que se puede integrar con una variedad de herramientas de análisis y gestión de datos de terceros. GridLAB-D está diseñado como una herramienta de código abierto, disponible de forma gratuita, para permitir la colaboración entre la industria y la academia, sujeto a una licencia tipo BSD License (Figura Nro. 1.2).

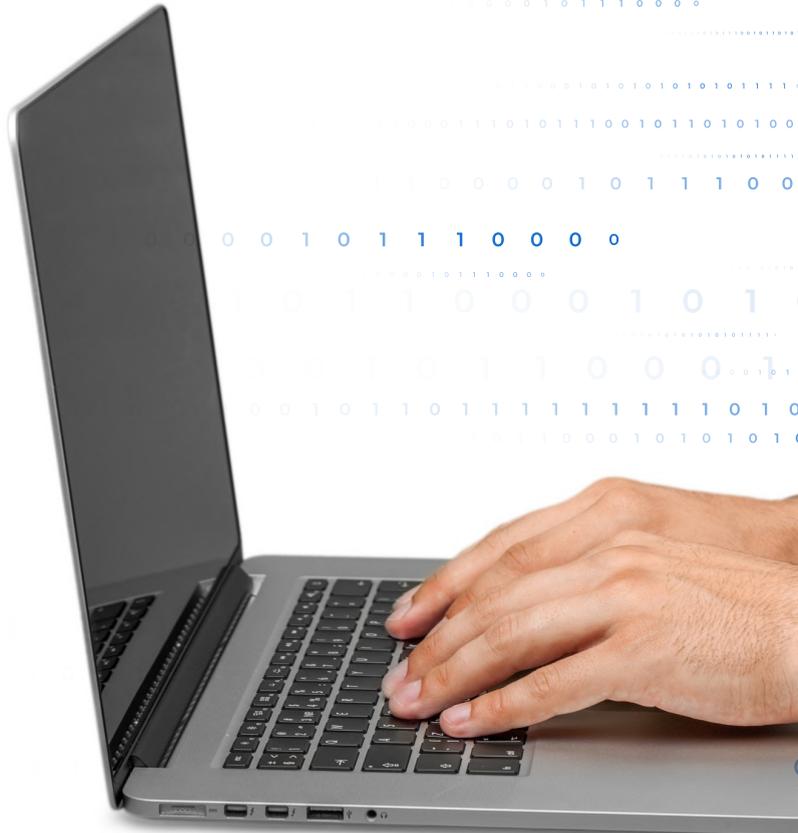
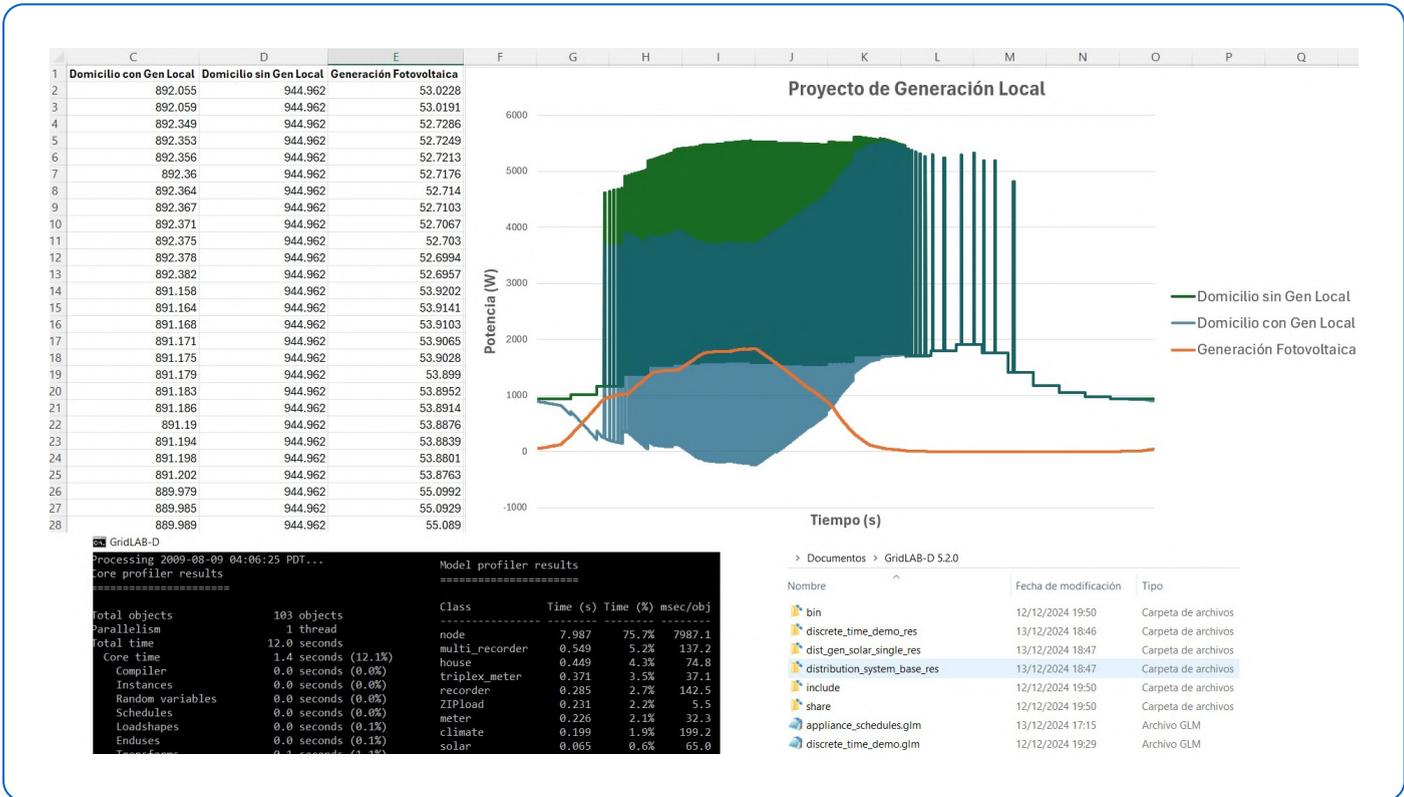
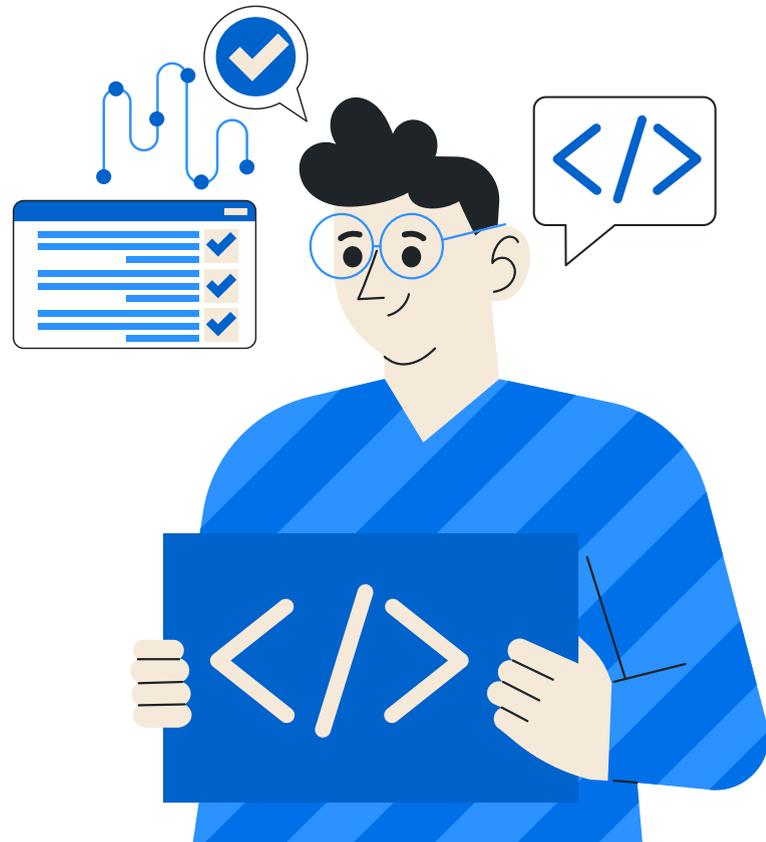


Figura Nro. 1.2: Modelamiento de un proyecto de generación local en GridLAB-D



De forma similar, también es factible importar modelos provenientes de WindMil en CYMDIST. WindMil [6] pertenece a Milsoft Engineering Analysis, en el cual se puede modelar la red de distribución a detalle y de forma georreferenciada. Permite generar estudios de planificación y optimización en la red eléctrica, y estudios de coordinación de protecciones.

Junto con estas herramientas, actualmente, se están desarrollando nuevas capacidades de software de sistemas de potencia que se han expandido hacia los análisis de planificación y operación de los sistemas de distribución de energía eléctrica, los cuales incorporan poco a poco el análisis con generación local. Y, aún mejor, se pueden combinar muchas de estas herramientas de simulación con software de programación bajo varios lenguajes, especialmente, Python. Esto permite reforzar las capacidades del software ampliando su espectro de análisis.



1.1 Conclusiones y recomendaciones

Con la ayuda de las herramientas de simulación que hoy en día se han desarrollado para propósitos de ingeniería e investigación, es posible llevar a cabo tanto los estudios de generación local para el cliente como los análisis requeridos por los especialistas del sector eléctrico para la operación y mejoramiento del sistema.

En la actualidad, la generación local se incrementa cada vez en mayor proporción, por lo que, se requiere realizar los estudios pertinentes para mantener una operación segura de los sistemas eléctricos y permitir una mayor autonomía energética de los clientes y usuarios del servicio de electricidad.

Para llevar a cabo los estudios de generación local se puede emplear diversas herramientas de simulación e incluso una combinación de estas para brindar un mayor y mejor alcance técnico que favorezca la acertada toma de decisiones.

El empleo de herramientas de código abierto y su combinación con lenguajes de programación se convierte en un aliado de los softwares de simulación tradicionalmente empleados por los especialistas de las empresas eléctricas para la realización de los estudios técnicos de la generación local.

Las herramientas de simulación procuran actualizar sus modelos y algoritmos conforme los nuevos estándares internacionales y las necesidades del sector eléctrico, por lo que, es de suma importancia que los ingenieros que emplean estos softwares se mantengan al día con las nuevas categorías existentes y especificaciones de los equipamientos modelados para los estudios de generación local.

1.2 Referencias bibliográficas

[1] Soria M. y Soria C., "Autonomía Energética: Modelamiento y simulación de generación local," Revista Panorama Eléctrico Edición 25 Capítulo 01, noviembre 2024. [En línea]. Disponible en: <https://controlelectrico.gob.ec/publicaciones-estadistica-del-sector-electrico>.

[2] CYME power engineering software solutions <http://www.cyme.com/software/cymdist/>

[3] OpenDSS by Electric Power Research Institute, Inc. (EPRI) <https://www.epri.com/pages/sa/opendss>

[4] T. Hardy, B. Palmintier, P. Top, D. Krishnamurthy and J. Fuller, "HELICS: A Co-Simulation Framework for Scalable Multi-Domain Modeling and Analysis," in IEEE Access, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3363615, available at <https://ieeexplore.ieee.org/document/10424422>

[5] GridLAB-D by the U.S. Department of Energy (DOE) at Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) <https://www.gridlabd.org/>

[6] WindMil Milsoft Engineering Analysis software <https://www.milsoft.com/engineering-operations/engineering-analysis/>

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



Creación de archivos ASCII para CYMDIST

a partir de información
geográfica mediante Python



Capítulo 02

Creación de archivos ASCII para CYMDIST

a partir de información geográfica mediante Python

Capítulo 02



Luis Diego Araya Campos
Licenciatura en Ingeniería Eléctrica

A partir de información geográfica de los activos de la red en forma de archivos shape y tablas relacionales, es posible crear archivos ASCII de un circuito los cuales pueden ser importados en CYMDIST para luego realizar los distintos estudios que permite este software.

El software CYME de Eaton es una herramienta utilizada para modelar todo el sistema de distribución y realizar análisis de capacidad, contingencia, calidad de energía y optimización. En particular, el paquete CYMDIST es la base para el análisis del sistema de distribución del software CYME. Este último agrupa todas las herramientas de modelado y análisis necesarias para realizar simulaciones involucradas en la planificación del sistema de distribución eléctrica. Además, permite modelos de distribución balanceados o desbalanceados en cualquier combinación de fases y en configuraciones de tipo radial, anillado o mallado [1].

En este artículo se describe una metodología para crear los archivos ASCII de red, cargas y equipos a partir de archivos shape y otras automatizaciones para la creación de librerías, ambos mediante Python.

2.1 Unión de nodos

Es importante tener una continuidad de conexión de todos los elementos del circuito según la realidad, lo cual puede no lograrse si no se tiene cuidado al crear los archivos ASCII. Esto puede ocurrir por pequeñas separaciones de los elementos en los archivos shape que a nivel gráfico parecen estar conectados, pero al revisar las coordenadas se nota que no lo están.

Al trabajar los archivos shape con el paquete de geopandas es posible encontrarse con capas de elementos puntuales como cargas o transformadores y capas de elementos tipo línea como líneas de media tensión o líneas de baja tensión, donde las líneas son un conjunto de puntos indicando el inicio y fin de cada línea. Estos puntos se van a referir de ahora en adelante como nodos.

¹ASCII es un código de caracteres que asigna números específicos a caracteres alfabéticos, numéricos y de control.

Según lo anterior, todos los elementos están asociados a nodos, ya sea un único nodo para elementos puntuales o varios para elementos tipo línea, entonces para asegurar la continuidad de conexión de los elementos, se debe asegurar que todos los nodos cercanos según una tolerancia sean el mismo nodo. En la figura Nro. 2.1 se muestra un par de nodos muy cercanos que posiblemente generen un problema de continuidad luego.

Y una posible solución es crear uno nuevo en medio de los dos nodos que debieron ser el mismo y eliminar los nodos originales. Tal como se muestra en la figura Nro. 2.2.

Figura Nro.2.1: Nodos muy cercanos que pueden provocar discontinuidad

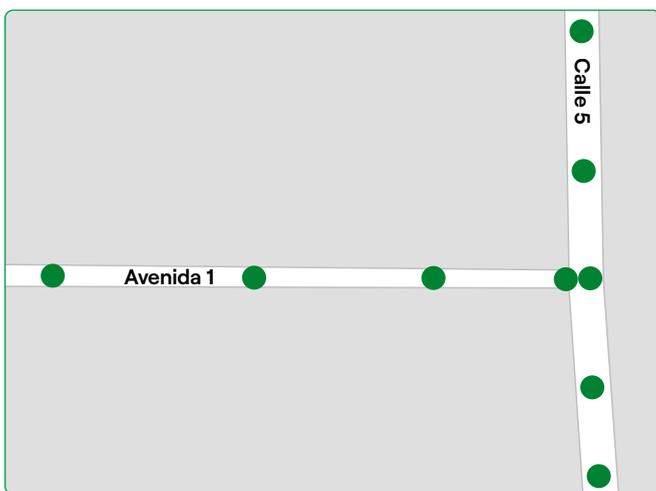
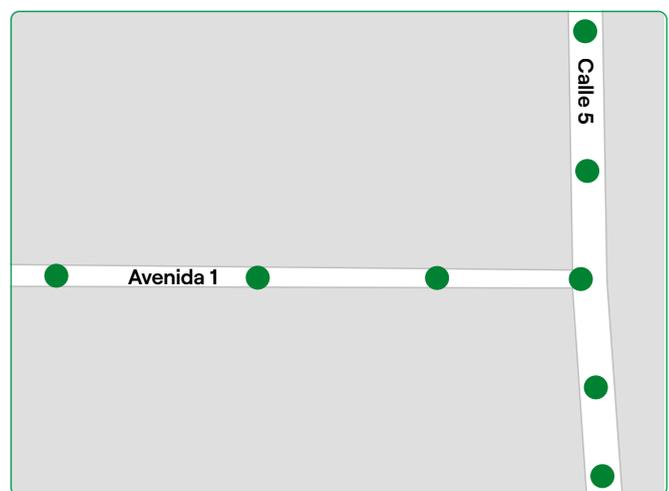
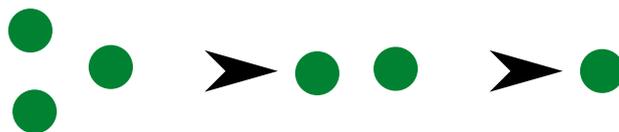


Figura Nro.2.2: Unión de nodos muy cercanos



Para realizar esto se puede usar `ckdTree2` de `scipy` para buscar todos los pares de nodos a una distancia menor que la tolerancia, crear un nodo en medio de ellos y eliminar los nodos originales. Sin embargo, en el caso de que deba unir más de un par de nodos, por ejemplo, en una intersección de tres líneas de media tensión, se debe aplicar este algoritmo hasta que no haya nodos a una distancia menor que la tolerancia. En la figura Nro. 2.3 se muestra las transformaciones de tres nodos que se deben unir aplicando el algoritmo.

Figura Nro. 2.3: Aplicación del algoritmo de unión de nodos de manera iterativa



Esta metodología se aplica para cada capa de nodos, por ejemplo, nodos de media tensión aéreos, nodos de media tensión subterráneos, nodos de baja tensión aéreos y nodos de baja tensión subterráneos. Luego para las transiciones aéreo subterráneo se puede tomar, por ejemplo, las capas de nodos de media tensión aéreos y nodos de media tensión subterráneos, buscar los pares de nodos más cercanos, y modificar el nodo de la capa subterránea para que tenga las mismas coordenadas del nodo de la capa aérea más cercano.

²Es una implementación de un árbol kd (árbol k-dimensional) optimizada y está disponible en la biblioteca SciPy de Python, específicamente en el módulo `scipy.spatial`.

2.2 Asignación de nodos para la conexión a los elementos

Después de aplicar la metodología de unión de nodos es necesario asignar nodos específicos para la conexión a cada elemento de red. A continuación, se detalla cómo se realiza esta asignación según el tipo de elemento:

01

Reguladores, recerradores y seccionadores:

- Se asigna el nodo de media tensión más cercano.

02

Transformadores de Distribución:

- Se asigna el nodo de media tensión más cercano.
- Además, se asigna el nodo de baja tensión más cercano.

03

Cargas de Baja Tensión:

- Se asigna el nodo de baja tensión más cercano.

04

Líneas de Media Tensión Aéreas:

- Nodo de inicio más cercano de la capa de nodos de media tensión aérea.
- Nodo de final más cercano de la misma capa de nodos de media tensión aérea.

La tabla Nro. 2.1 presenta el resumen de asignaciones por tipo de elemento:

Tabla Nro. 2.1: Resumen de asignaciones

Tipo de elemento	Nodos asignados para la conexión
Reguladores, recerradores, seccionadores	Nodo de media tensión más cercano.
Transformadores de distribución	Nodo de media tensión y nodo de baja tensión más cercanos.
Cargas de baja tensión	Nodo de baja tensión más cercano
Líneas de media tensión aérea	Nodo de inicio y nodo de final más cercanos de la capa de media tensión aérea.

Estructura de los archivos ASCII

Cada archivo ASCII consta de dos secciones principales:

1. Sección general:

- Contiene la fecha, versión, revisión de CYMDIST y comentarios relevantes.
- Especifica el sistema de unidades utilizadas.

2. Secciones específicas:

- Identificadas por un título entre corchetes cuadrados, incluyen una serie de llaves separadas por comas, seguidas de los datos correspondientes
- **Excepción:** la sección "SECTION" también incluye las llaves y datos relacionados con el alimentador.

Secciones clave en el Archivo de Red

En el archivo de red destacan dos secciones esenciales:

"NODE": lista los nodos del circuito que conectan los elementos. Cada nodo debe tener un nombre único, que puede incluir un prefijo que represente el tipo de nodo seguido por sus coordenadas. Esta sección se construye a partir de las capas de nodos, tras aplicar la metodología de unión de nodos.

"SECTION": detalla todos los elementos y los nodos entre los cuales están conectados. Por ejemplo:

- Una línea de media tensión aérea desequilibrada requiere una entrada en "SECTION" y otra en "OVERHEADLINEUNBALANCED SETTING".
- Elementos como generadores distribuidos pueden necesitar múltiples entradas en secciones adicionales como "ELECTRONIC CONVERTER GENERATOR SETTING", "CONVERTER", "DGGENERATIONMODEL" y "SOURCEHARMONICMODEL".

Consideraciones especiales para algunos elementos

01

Cargas

- En “SECTION” deben conectarse entre un nodo 1 (usualmente al final de la línea) y un nodo 2, que puede ser un nodo ficticio tipo shunt.
- También se incluyen entradas en secciones como “LOADS” y “CUSTOMER LOADS”.

02

Interruptores, recerradores y seccionadores:

- Se coloca directamente sobre una línea, en CYMDIST; esto permite compartir la entrada en “SECTION” con la línea correspondiente.
- Por ejemplo, una línea desbalanceada de media tensión aérea con un recerrador en el nodo 1, tendrá una entrada en “SECTION” y “OVERHEADLINEUNBALANCED SETTING” para la línea, y una entrada en “RECLOSER SETTING” especificando que el recloser se ubica en el nodo 1 (marcado como S, source).

2.4 Creación de librerías en archivos ASCII de equipos

La creación de librerías para equipos en los archivos ASCII puede ser un proceso manual o automatizado, dependiendo de la complejidad y variedad de elementos involucrados. La decisión sobre si vale la pena automatizar o no depende directamente de la cantidad de tipos de un mismo elemento que se requiera manejar.

¿Cuándo automatizar?

01

Pocos elementos:

- Si solo se utilizan uno o dos tipos, como es el caso de los recerradores, es más eficiente crearlos manualmente. En este escenario, basta con asignar el equipo adecuado a cada recerrador en el archivo ASCII según su ID.

02

Varios elementos:

- Para componentes complejos, como líneas desbalanceadas de media tensión aérea, donde las combinaciones de conductores (fases, neutro, hilo guarda) y configuraciones son numerosas, resulta más práctico implementar una automatización para generar las librerías.

02

Interacción Automática con la Interfaz de CYMDIST:

Aunque es más lento y propensa a fallos durante el proceso (por ejemplo, si la interfaz no responde a tiempo), este método asegura que las librerías se creen directamente en CYMDIST, minimizando errores posteriores en su uso.

Figura Nro. 2.8: Diagrama de flujo para crear librerías usando CYMDIST

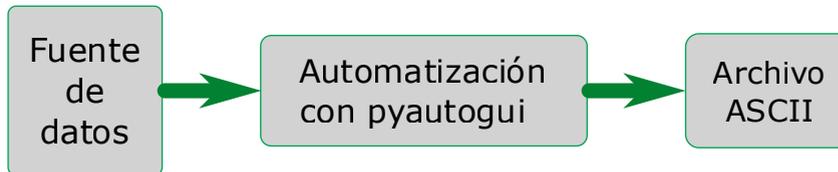
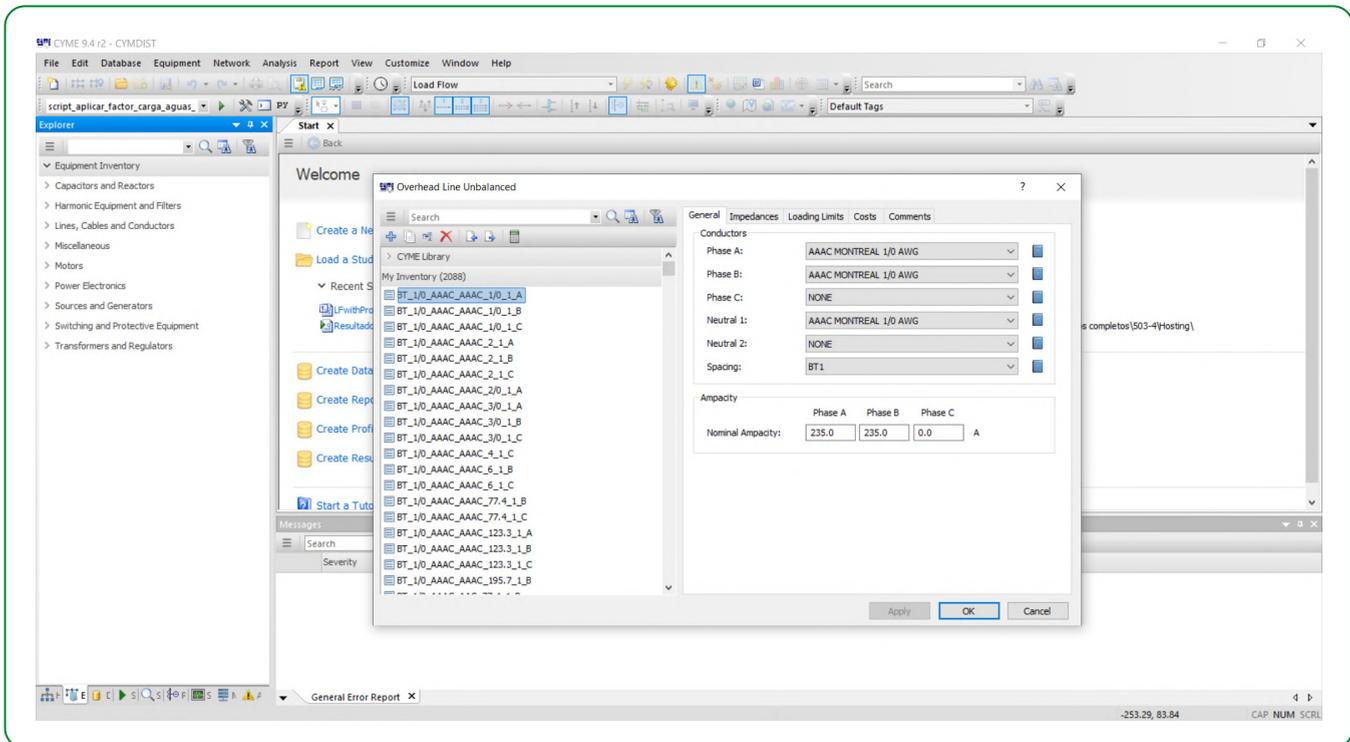
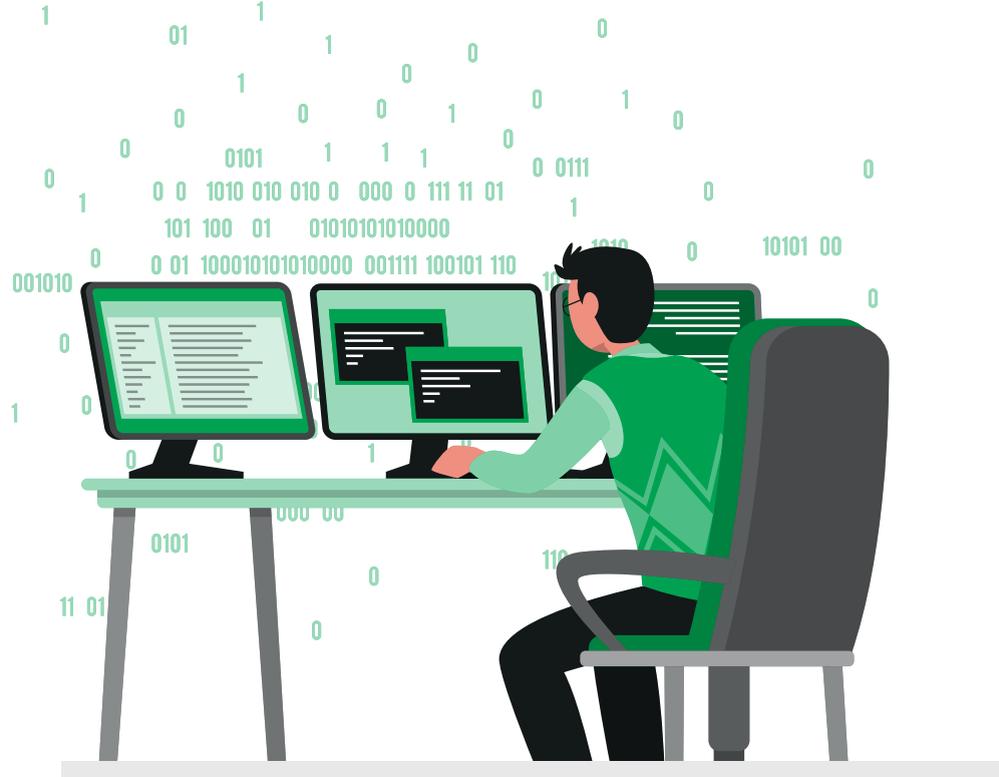


Figura Nro. 2.9: Ventana para crear librerías de líneas en CYMDIST





Detalles de implementación

Líneas desbalanceadas aéreas:

Las librerías pueden crearse con la sección “LINE UNBALANCED” del archivo ASCII, especificando el nombre de la librería, los conductores, sus ampacidades y configuraciones. CYMDIST calcula las impedancias, automáticamente, siempre que:

- Los conductores estén definidos en la sección “CONDUCTOR”.
- La configuración está presente en la sección de “SPACING TABLE FOR LINE”.

Transformadores:

Las entradas se crean en la sección “TRANSFORMER”, incluyendo:

- Nombre de la librería.
- Detalles técnicos como si es monofásico o trifásico, tipo de devanados, capacidad en kVA, voltajes primario y secundario, corriente de magnetización, pérdidas y tipo de aislamiento.
- Las impedancias pueden definirse directamente si se conocen. En caso contrario, se puede usar la herramienta de estimación de impedancias de CYMDIST, automatizando este proceso con herramientas como pyautogui.

Cables tríplex o cuádruplex:

Debido a que sus entradas abarcan múltiples secciones en el archivo ASCII, la automatización con pyautogui es una solución viable. Si se lograra crear estas entradas directamente desde fuera de CYMDIST, se aceleraría significativamente el proceso.

En la tabla Nro. 2.2 se presenta el resumen de cada método.

Tabla Nro. 2.2: Ventajas y desventajas de cada método

Método	Ventajas	Desventajas
Generación directa de ASCII	Rápido, evita errores durante la creación inicial.	Riesgo de problemas posteriores si las entradas no se definen correctamente.
Interacción con la interfaz	Librerías confiables, ya que se crean directamente en CYMDIST.	Lento y susceptible a errores si la interfaz gráfica no responde a tiempo.

2.5 Conclusiones

01. Los archivos ASCII son archivos de texto que se pueden leer en un simple Notepad por lo que es sencillo estudiarlos para luego generarlos de manera automática con Python. Sin embargo, una buena práctica es probar con circuitos pequeños cuando se esté implementando un nuevo elemento para tener menores tiempos de importación y no perder tanto tiempo si el proceso de importación fallara por algún error en la creación de los archivos ASCII con Python.
02. Automatizar la creación de archivos ASCII y librerías en CYMDIST permite optimizar significativamente procesos complejos, adaptándose a la variedad y cantidad de elementos. Esto reduce los tiempos de ejecución, minimiza los errores y maximiza la eficiencia operativa, especialmente en proyectos con grandes volúmenes de datos o configuraciones específicas.
03. La metodología presentada ofrece dos enfoques claros: la generación directa de entradas ASCII para mayor velocidad y la interacción con la interfaz de CYMDIST para garantizar confiabilidad. Este equilibrio permite personalizar la estrategia según las necesidades del proyecto, asegurando resultados precisos y consistentes.
04. Automatizar elementos complejos, como líneas desbalanceadas o configuraciones de transformadores, no solo ahorra tiempo, sino que también asegura la correcta definición de librerías técnicas. Esto evita errores futuros al aprovechar herramientas avanzadas como pyautogui para procesos repetitivos y delicados.
05. La implementación de metodologías claras y automatizadas facilita la estandarización de datos en proyectos eléctricos, lo que permite una fácil replicación en proyectos futuros y asegura escalabilidad para afrontar redes más grandes o complejas con confianza. Esto posiciona a CYMDIST como una herramienta robusta y adaptable para gestionar redes eléctricas de cualquier tamaño.

2.6 Referencias

[1] EATON, “Análisis del sistema de distribución (CYMDIST),” EATON, <https://www.eaton.com/cr/es-mx/products/utility-grid-solutions/software-modules/distribution-system-analysis-package-CYMDIST.html> (Recuperado el 14 de Diciembre del 2024).

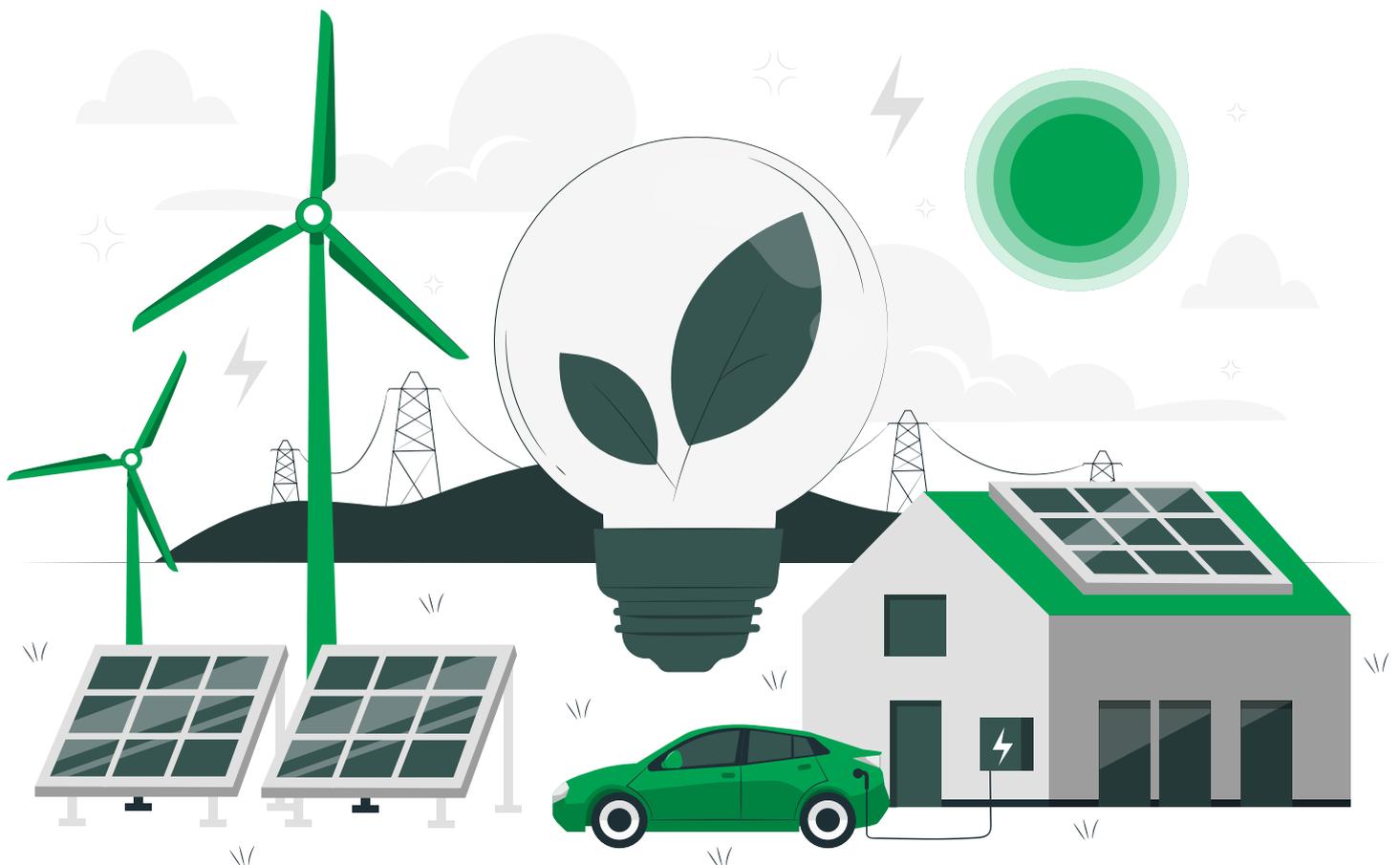
Autor



Luis Diego Araya

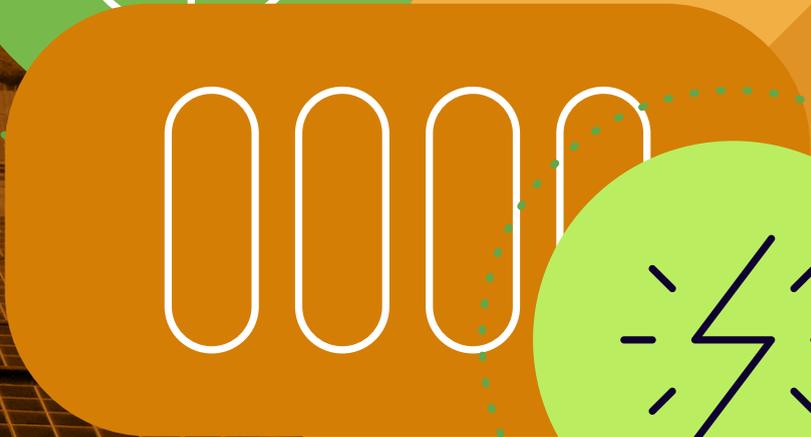
Licenciatura en Ingeniería Eléctrica
Ingeniero de Modelado y Simulación
de Sistemas de Distribución
Instituto Costarricense de Electricidad
(ICE)

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Desafíos técnicos

para la integración de las energías
renovables y la gestión energética
de la generación distribuida



Capítulo 03

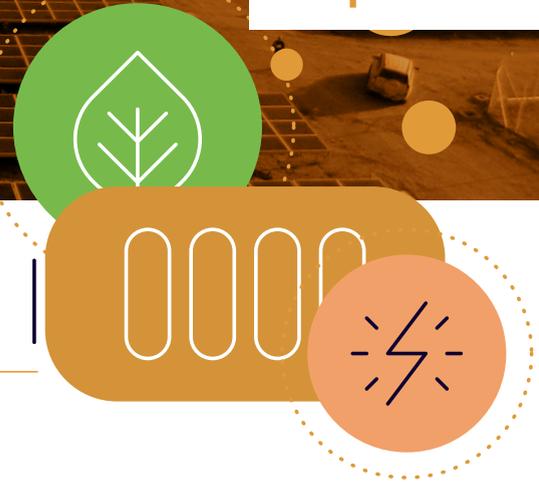
Desafíos técnicos

para la integración de las energías renovables y la gestión energética de la generación distribuida

Capítulo 03



Juan C. Sarmiento-Vintimilla
Dirección de planificación – ELECAUSTRO S.A.



3.1 Resumen

Este trabajo examina los desafíos técnicos asociados con la integración de las energías renovables y la gestión de la generación distribuida en los sistemas eléctricos. A medida que la penetración de recursos energéticos distribuidos aumenta, se identifican problemas críticos como la falta de visibilidad técnica y control de estas unidades, lo que reduce su capacidad de contribuir a la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Se propone el uso de estrategias de integración técnica que permitan optimizar la operación de los recursos energéticos distribuidos (DERs) y aprovechar su complementariedad técnica y energética. Además, se discuten los criterios operativos necesarios para gestionar eficientemente estos recursos, destacando la importancia de conocer la flexibilidad operativa de las unidades y su despacho eficiente. El documento también subraya la necesidad de regulaciones adecuadas que faciliten la integración de DERs, asegurando su monitoreo y operación en tiempo real, así como la coordinación entre diferentes tecnologías y actores del sistema eléctrico.

3.2 Introducción

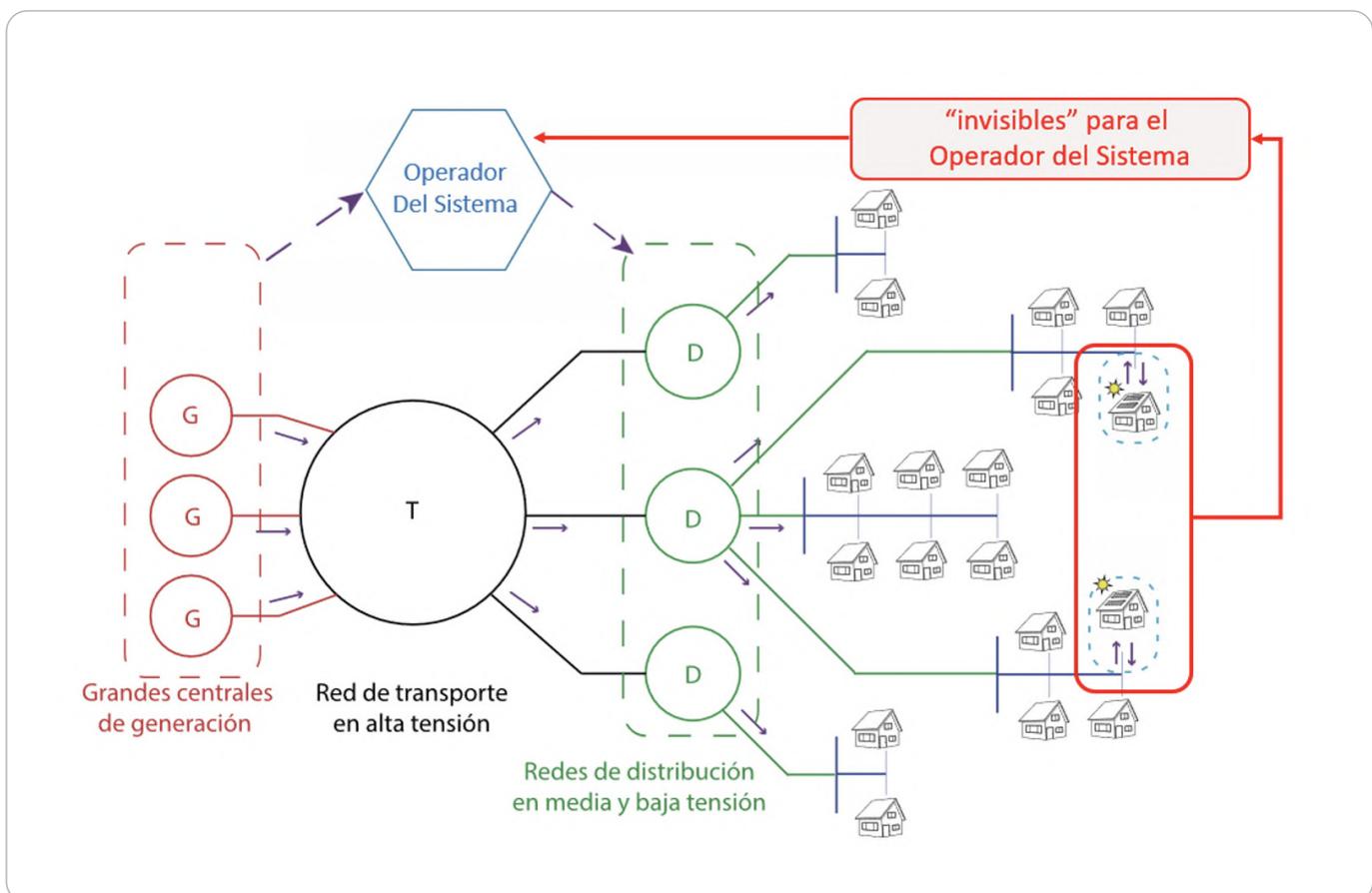
3.2.1 Identificación del problema

Generalmente, los sistemas eléctricos operan mediante la participación de empresas dedicadas a la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, garantizando la estabilidad, seguridad y firmeza del sistema mediante el control y balance de los requerimientos de potencia, energía y servicios complementarios. Bajo este esquema operacional denominado 'Top-Down' (desde arriba hacia abajo), estos sistemas se estructuran con grandes centrales de generación localizadas a distancias muy lejanas de la demanda, por lo cual, los flujos de potencia son transportados a través de redes de alta tensión que se interconectan con redes de distribución eléctrica. La característica fundamental de este esquema tradicional es la dirección única de la potencia y la falta de control en la curva de la demanda. Sin embargo, la operación y el control de la generación se ven alterados ante la introducción de DERs en las redes de distribución, los

mismos que modifican las características eléctricas del sistema tradicional y dan origen a flujos de potencia bidireccionales. Por otro lado, la operación en tiempo real y la disponibilidad de los DERs no es observado por parte del operador del sistema, por lo que no tiene capacidad de despacho programado ni de participar con la oferta de servicios complementarios.

En un esquema de coordinación centralizado, el operador del sistema es el encargado de buscar la estabilidad y el equilibrio en la red, atendiendo a las variaciones de frecuencia y voltaje, que generalmente se controlan con grandes centrales de generación convencional [1]. Cuando los DERs se interconectan masivamente en las redes de distribución, los impactos técnicos dejan de ser despreciables, y la generación distribuida protagoniza un rol de suma importancia en la operación del sistema, modificando ciertos parámetros eléctricos de las redes, cambiando la filosofía de protecciones, y en algunos casos, desplazando a la generación convencional. Es por tanto que, esta transformación del esquema tradicional de un sistema eléctrico conlleva varios desafíos de ingeniería, sobre todo cuando los DERs se componen en gran medida por unidades de generación renovable, con características de operación aleatoria e intermitente, y sin la posibilidad de controlabilidad. En la Figura Nro. 3.1. se observa el esquema de un sistema eléctrico convencional interconectado con generación distribuida, siendo unidades que no tienen visibilidad técnica ni control por el operador del sistema.

Figura Nro. 3.1: Incorporación de DERs en el sistema eléctrico, sin visibilidad técnica ni controlabilidad por el operador del sistema



En resumen, la falta de visibilidad técnica y la falta de controlabilidad individual de los DERs implica que estas unidades no brinden una contribución integral para garantizar la operación y seguridad de los sistemas eléctricos, requiriéndose de estrategias avanzadas para la integración técnica y comercial de estas unidades distribuidas.

El resto del documento se estructura de la siguiente manera: La sección 3.3 aborda las estrategias de integración de los DERs en el sistema eléctrico. La sección 3.4 aborda los criterios de operación necesarios para la integración eficaz de los DERs en el sistema eléctrico, siendo la evaluación de la flexibilidad operativa y los métodos de optimización del despacho energético. Finalmente, en la sección 3.5 se propone una discusión del tema y se abordan las conclusiones derivadas de este trabajo.

3.3 Integración de recursos energéticos distribuidos en el sistema eléctrico

3.3.1 Estrategias para la integración de DERs en los sistemas eléctricos

De acuerdo con los datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA), en varios países del mundo, el sector eléctrico mantiene una tendencia de incremento progresivo en la producción energética a través de DERs, impulsando a la búsqueda de mecanismos y estrategias apropiadas para su integración en el sistema eléctrico. Gestionar y operar una gran cantidad de DERs conlleva serias dificultades que deben resolverse [2]. La literatura técnica propone dos alternativas robustas de integración: Las Microrredes y las Centrales Virtuales, esquematizadas en la Figura Nro. 3.2.

Microrredes (MR)

Es una combinación de múltiples DERs interconectadas entre sí, que forman un sistema completo con mayores beneficios que cada una de sus unidades operando independientemente [3]. La generación distribuida puede aprovechar su máximo potencial al considerar a las microrredes como un subsistema de la red de distribución, con capacidad de operar en isla, satisfacer su demanda y mantener la estabilidad de frecuencia y tensión [4].

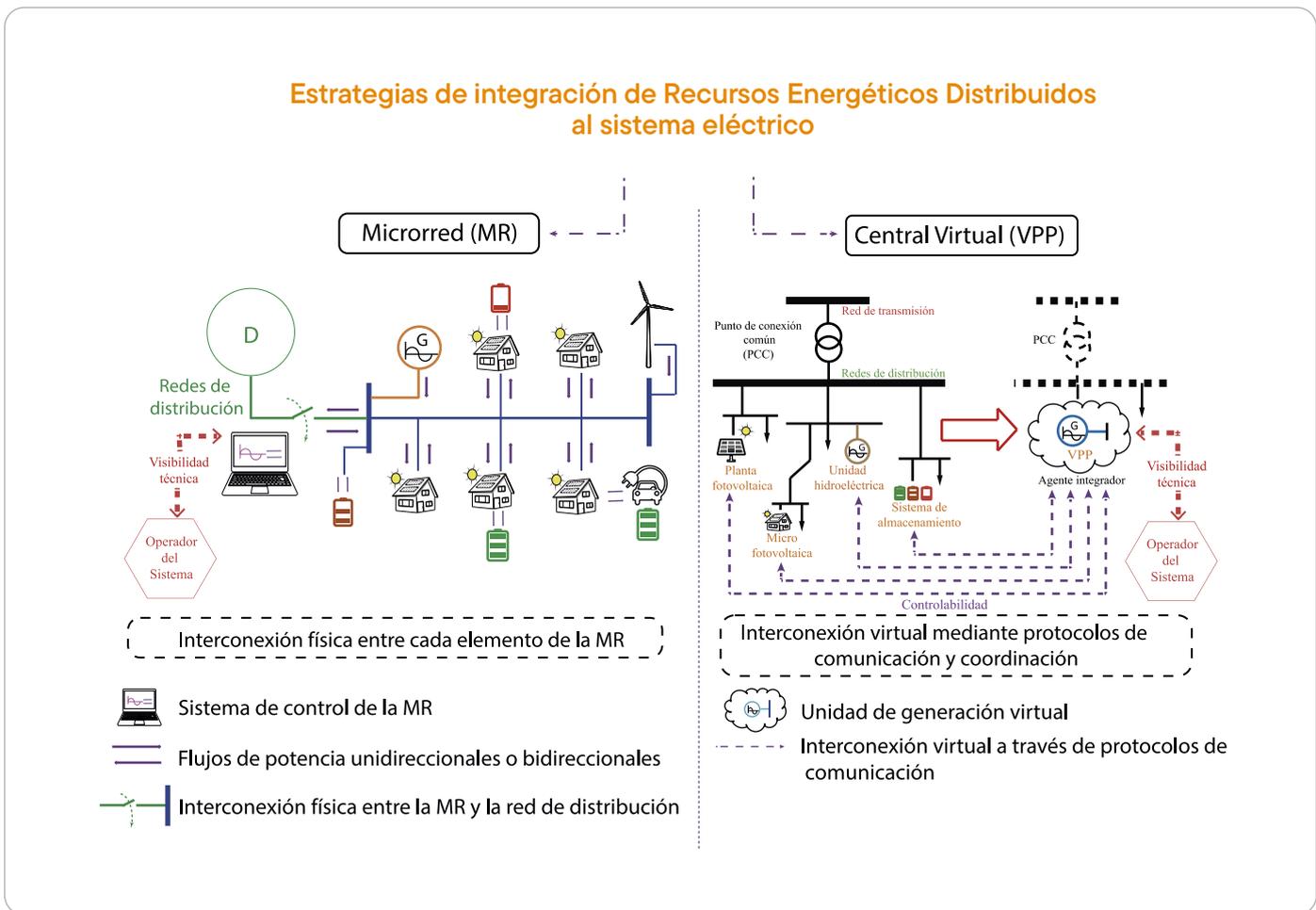
Centrales Eléctricas Virtuales (VPP)

Es un mecanismo desarrollado para la gestión técnica y comercial de DERs, otorgando al operador del sistema múltiples elementos distribuidos. Funciona como una interfaz de integración entre los DERs y otros agentes del sistema [5]. Su objetivo principal es facilitar la descentralización [6] y mejorar la complementariedad de los recursos disponibles de distintas fuentes para participar en el mercado eléctrico como un único elemento virtual asociado al sistema [7]–[10].

Dependiendo de las regulaciones y tipo de mercado utilizado en diferentes países, la operación de cualquiera de estas alternativas de integración requiere de un ‘Agente Integrador’ conocido como Agregador, el mismo que actúa como un gestor de sistemas más pequeños, permitiendo la controlabilidad y la visibilidad técnica entre los DERs y el operador del sistema eléctrico [11].

En términos generales, la lógica operativa de un agente integrador posee criterios muy similares al operador del sistema, pero en términos de gestión de potencia es más reducido y con responsabilidades mucho más limitadas. Su concepto se ajusta a la gestión y operación coordinada de un conjunto de unidades energéticas distribuidas, cuyo objetivo es aprovechar la complementariedad técnica y energética de sus unidades para proporcionar servicios técnicos de acuerdo con las necesidades del sistema eléctrico [12].

Figura Nro. 3.2: Estrategias de integración masiva de DERs en el sistema eléctrico



De acuerdo con [13], varios autores presentan los conceptos de MR y VPP como sinónimos, definiéndose de esta manera que una central virtual se representa a través de un único elemento, a la sumatoria de todos los DERs interconectados que conforman la MR. Este concepto es muy apropiado para efectos de simulación en escenarios simplificados, sin embargo, la gran mayoría de publicaciones relacionadas con el concepto de VPPs, expanden estos límites y concluyen que la fortaleza más representativa de las VPPs, es la independencia geográfica entre sus elementos, ya que no requieren de interconexión física y pueden

integrarse en su arquitectura los DERs que operan simultáneamente en diferentes niveles de tensión. Esta característica permite la integración de DERs sin comprometer directamente a la estabilidad y confiabilidad del sistema.

Las MR fueron propuestas como una alternativa de integración de la generación distribuida, en la que su operación se presenta en el sistema como una unidad única gestionable [14], [15]. No obstante, la penetración masiva de esta alternativa conlleva a modelar la red de distribución, conformada por múltiples subsistemas de MR [15], [16] para interactuar entre ellas y ofrecer servicios complementarios a la red principal [17]. En este sentido, el alcance de operación y control de una VPP se ajusta a estos escenarios y ofrece la flexibilidad para llevarlo a la práctica. Con esta misma tendencia, en [18], [19] se señala que las redes de distribución pueden estructurarse como una composición de subsistemas con autonomía creciente, impulsando la necesidad interactuar y complementarse entre ellas para otorgar funcionalidad a un sistema macro conformado por subsistemas. Así mismo, existen trabajos como en [20] donde los autores proponen la transformación de una MR en VPP para gestionar eficientemente los DERs, manteniendo la estabilidad del sistema. Algunos autores, como [20]–[22], han presentado algunas diferencias entre las dos alternativas de integración de DERs al sistema. En la Tabla Nro. 3.1 se reúnen los criterios comparativos de mayor relevancia:

Tabla Nro. 3.1 Diferencias entre microrredes y centrales virtuales (1 de 2)

Criterio Comparativo	Microrred	Central Virtual
Expansión geográfica	Limitada de acuerdo con la interconexión de sus elementos.	No existe interconexión física entre sus elementos, por lo tanto, su expansión geográfica solamente se limita a criterios regulatorios o económicos.
Conexión al sistema	En sincronismo o aislado de la red.	Cada DER en sincronismo con la red.
Interfaz	Interconexión física de la MR con la red de distribución, para operación en isla.	A través de protocolos de comunicación y coordinación entre los DERs y el operador del sistema.
Coordinación	Con el operador de distribución.	Con el operador del sistema, con el operador de distribución y con DERs.
Gestión/Control	Gestión y control de unidades de generación, sistemas de almacenamiento, vehículo eléctrico, cargas controlables.	Gestión y control de unidades de generación con distintos niveles de tensión, sistemas de almacenamiento, automóvil eléctrico, cargas controlables y MR.

Tabla Nro. 3.1 Diferencias entre microrredes y centrales virtuales (2 de 2)

Criterio Comparativo	Microrred	Central Virtual
Fiabilidad de suministro de energía y servicios	Respaldo con bancos de almacenamiento.	Respaldo con bancos de almacenamiento y complementariedad entre DERs.
Mecanismos de operación	Algoritmos complejos de optimización.	Inteligencia artificial y sistemas de gestión de energía para solución de problemas de coordinación más complejos.

3.4 Criterios de operación necesarios para la integración eficaz de los DERs en el sistema eléctrico

El operador del sistema eléctrico desempeña un papel crítico en el equilibrio y funcionamiento seguro del sistema eléctrico, siendo responsable de garantizar que la generación eléctrica sea igual a la demanda en todo momento, evitando desbalances que puedan afectar la frecuencia del sistema. Esto requiere una supervisión constante y ajustes dinámicos en la oferta de generación, gestionando tanto la potencia activa, que es la potencia real que realiza trabajo útil en el sistema, como la potencia reactiva, esencial para mantener niveles adecuados de tensiones en la red. Además, debe controlar la capacidad de rampa de las unidades de generación, asegurando que existan suficientes unidades con flexibilidad operativa para realizar ajustes rápidos en respuesta a cambios en la demanda o en la disponibilidad de recursos intermitentes como la energía solar y eólica. Por lo tanto, el operador de la VPP o de la MR que gestiona la operación y el despacho de los DERs, debe mantener los mismos criterios operativos que el operador del sistema, y mantener una comunicación en tiempo real entre los DERs y el operador del sistema, para garantizar la seguridad, suficiencia y firmeza del sistema integral. Los criterios de operación necesarios para coordinar adecuadamente la operación de la VPP o de la MR incluyen conocer la flexibilidad operativa disponible de cada uno de los DERs y aplicar criterios de optimización de los recursos energéticos para el despacho de las unidades, lo que permite una operación confiable, eficiente y resiliente del sistema eléctrico, adaptándose a las dinámicas de generación y consumo.

Flexibilidad operativa

La flexibilidad operativa se define como la capacidad de un sistema eléctrico para responder a las variaciones estocásticas en la generación y la demanda, manteniendo la confiabilidad a un costo razonable. Este concepto es crucial para la integración de DERs, que son elementos activos en las redes de distribución. La flexibilidad operativa permite al sistema gestionar la incertidumbre y las fluctuaciones en tiempo real, lo que es esencial dado que los DERs suelen tener características variables y aleatorias. La capacidad de modulación de potencia activa y reactiva, así como la gestión de reservas de energía, son componentes clave de esta flexibilidad.

La importancia de la flexibilidad operativa radica en su papel en la estabilidad del sistema eléctrico. Facilita el equilibrio entre la generación y la demanda, mantiene la estabilidad de frecuencia y voltaje, y permite la participación dinámica de los DERs en los mercados eléctricos. Sin una adecuada flexibilidad operativa, la integración de DERs podría ser limitada, afectando la eficiencia y la sostenibilidad del sistema eléctrico en su conjunto.

El autor de este documento, en el trabajo denominado 'Evaluación de la flexibilidad

operativa de centrales virtuales para facilitar la integración de los recursos energéticos distribuidos y la toma de decisiones bajo incertidumbre' [23], propone una metodología para evaluar y representar gráficamente la flexibilidad operativa agregada de las VPPs. Esta metodología está diseñada para facilitar la toma de decisiones durante el despacho de DERs en un sistema eléctrico. El enfoque se centra en la capacidad de los VPPs para gestionar la incertidumbre y las variaciones en la generación de energía, especialmente en el contexto de la integración de fuentes de energía renovable. La propuesta incluye un análisis de los requisitos de flexibilidad operativa, que abarca la modulación de potencia activa y reactiva, así como la gestión de reservas de energía. Finalmente, se destaca la importancia de considerar la probabilidad de diferentes niveles de generación durante el análisis del operador de VPPs, lo que permite una mejor planificación y respuesta ante fluctuaciones en la producción de energía. La metodología se valida a través de casos de estudio teóricos y prácticos, mostrando su utilidad como herramienta para los operadores de VPPs en la gestión de DERs y en la oferta de servicios al operador del sistema.

3.4.1 Optimización del despacho de DERs

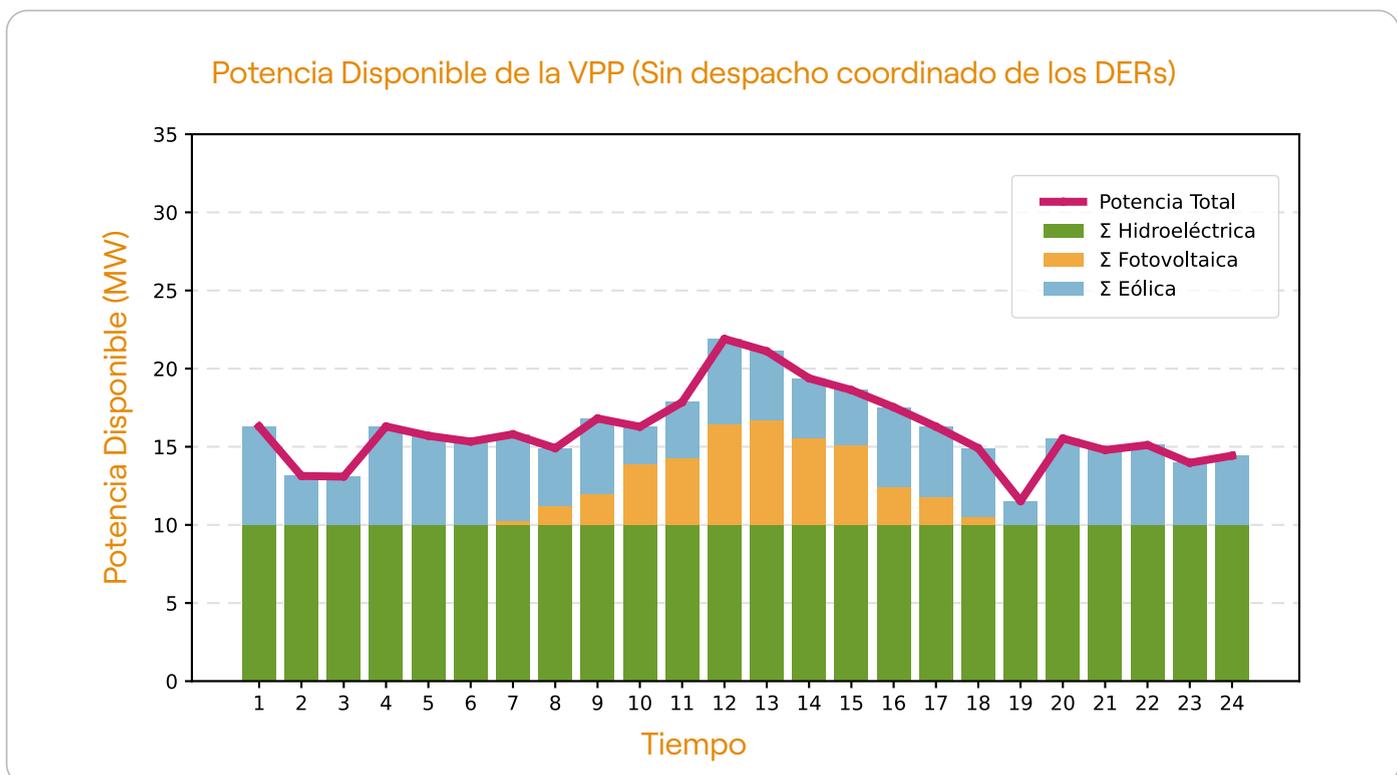
La optimización del despacho de DERs es un proceso técnico que busca minimizar costos operativos y maximizar la eficiencia operativa del sistema al coordinar el funcionamiento de las distintas unidades de generación disponibles. A partir del conocimiento preciso de la flexibilidad operativa de cada unidad, es decir, conocer su capacidad para ajustarse de manera ágil a los requerimientos de generación ya sea aumentando o disminuyendo su potencia en respuesta a cambios en la demanda o a la variabilidad de las fuentes de

energía intermitentes como la solar y la eólica. Este proceso implica la gestión y coordinación entre unidades de generación con diferentes tecnologías y características técnicas (térmica, hidráulica y renovables), asignando de forma óptima las rampas de generación y los niveles de operación para satisfacer los requerimientos del sistema en términos de potencia activa y reactiva. Además, se consideran las restricciones del sistema, tales como límites de las redes eléctricas, disponibilidad de recursos, costos fijos y variables, y la necesidad de mantener la estabilidad y confiabilidad de la red. La optimización del despacho, por tanto, permite lograr un resultado de operación que equilibre eficiencia económica, seguridad operativa y flexibilidad, garantizando la estabilidad del suministro eléctrico en todo momento.

Por lo tanto, la integración eficaz de los DERs en el sistema eléctrico no basta con conocer la disponibilidad técnica y energética de las unidades que componen la VPP o la MR, ya que es necesario un modelo matemático eficiente para determinar el procedimiento óptimo para gestionar estos recursos y para contribuir con las necesidades del sistema.

El autor de este documento ha desarrollado diferentes casos de estudio para demostrar los beneficios que tiene el despacho coordinado y optimizado de DERs. En la Figura Nro. 3.3 se muestra el resultado de la operación de una unidad hidroeléctrica de 20 MW que opera como potencia base y un factor de planta del 50%, juntamente con 10 plantas fotovoltaicas y 10 unidades eólicas de 1 MW cada una. En total, el sistema distribuido consta de 40 MW.

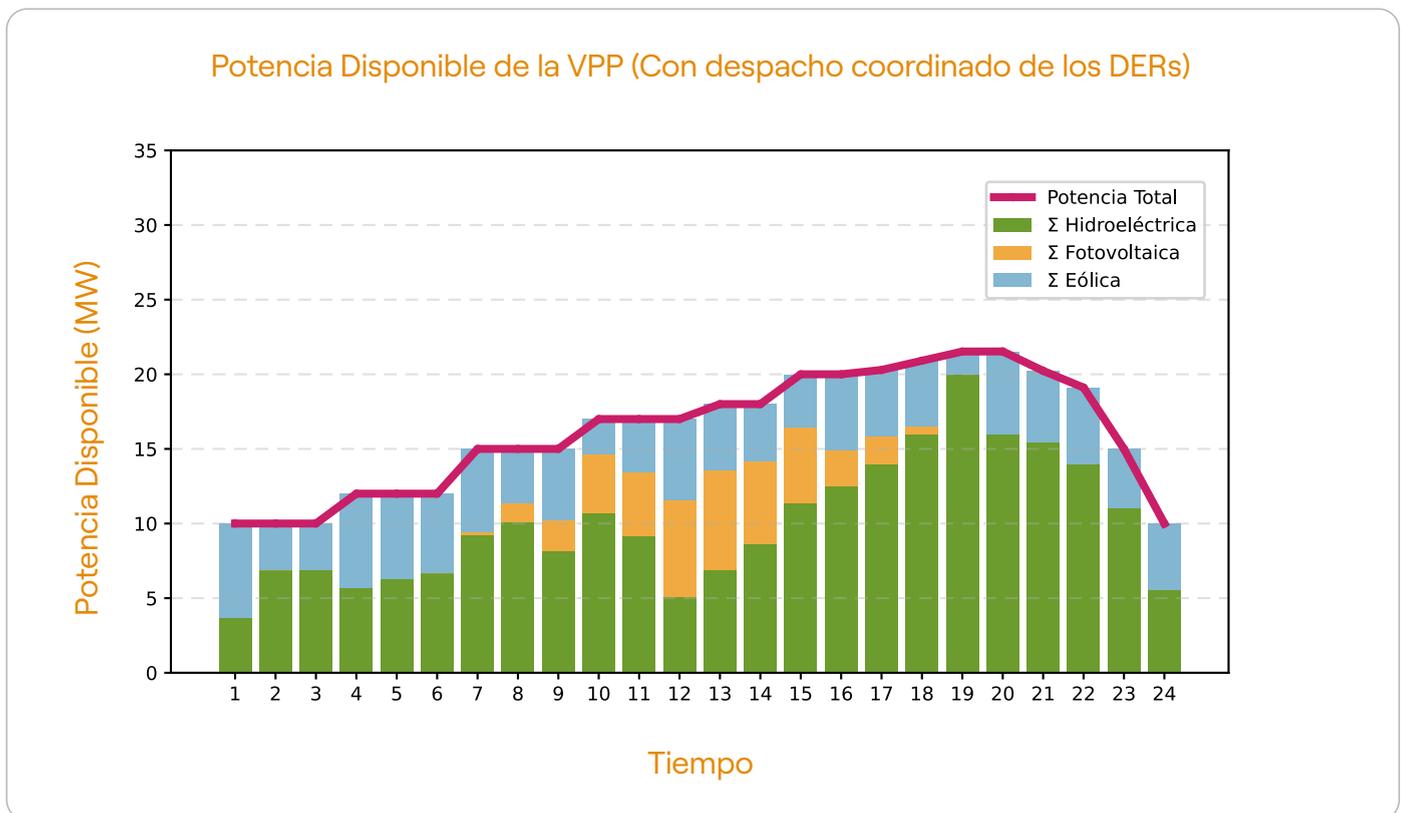
Figura Nro. 3.3: Operación de un conjunto de DERs sin coordinación ni optimización en el despacho de unidades



Debido a que no existe coordinación entre las unidades, se evidencia que a partir de las 16:00 horas la producción fotovoltaica disminuye por la falta del recurso primario. Esta disminución de potencia coincide en su extremo máximo a las 19:00 horas con ausencia total de producción fotovoltaica y la disminución del recurso eólico. Sin embargo, es importante notar que, en este rango de tiempo analizado, la demanda eléctrica también incrementa su consumo por tratarse de horas pico. Analizando con más detenimiento, este caso de estudio representa el problema típico de operación con tecnologías renovables, ya que el operador del sistema se enfrenta a un desafío doble: enfrentar el incremento de demanda y reemplazar la generación fotovoltaica con otra fuente de generación.

En la Figura Nro. 3.4 se muestra el resultado del despacho coordinado entre las diferentes tecnologías.

Figura Nro. 3.4: Despacho de DERs con criterios de integración técnica



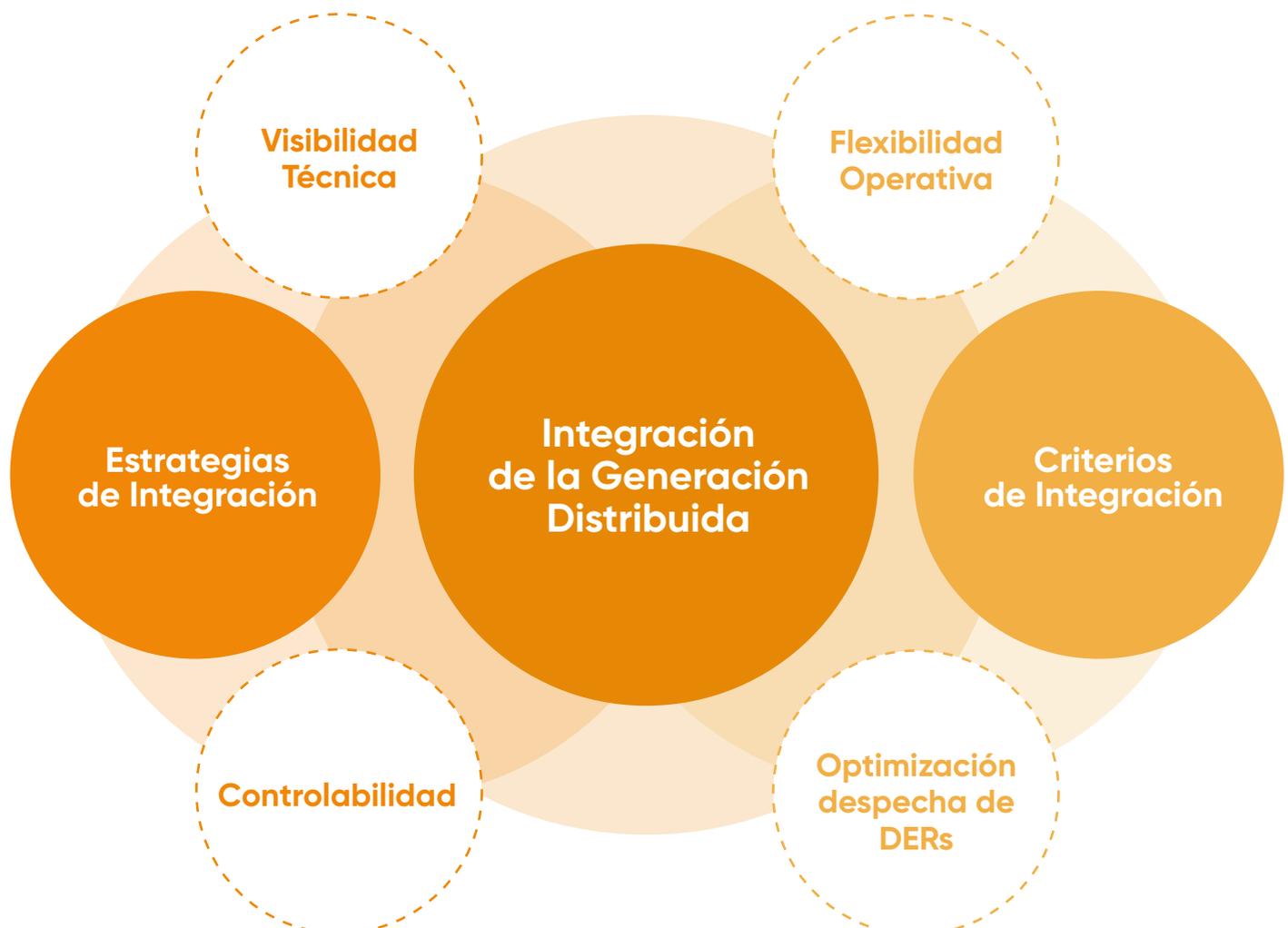
En este caso, se aprovecha la flexibilidad técnica y energética de la unidad hidroeléctrica para compensar las fluctuaciones de potencia de la generación fotovoltaica y eólica. La unidad hidroeléctrica deja de comportarse como unidad de generación base y coordina su operación con las demás tecnologías para contribuir con las necesidades del sistema, almacenando agua en los momentos de mayor recurso solar y eólico y despachando su potencia máxima en horas de demanda de pico.

3.5 Discusión y conclusiones

La integración de la generación distribuida es un proceso que depende de dos pilares fundamentales: asumir alguna estrategia de integración de DERs, como las VPPs o las microrredes y los criterios de operación necesarios para la gestión de recursos. En el eje de estrategias de integración, se destaca la necesidad de encarar los dos problemas principales de los DERs, siendo la falta de visibilidad técnica, y la escasez en la controlabilidad de las fuentes de energía renovable. Por otro lado, en el eje de los criterios de operación, se plantea la importancia de determinar qué cantidad de recursos energéticos se dispone, es decir, conocer con precisión la capacidad de generación, la disponibilidad de las unidades y la flexibilidad que estas ofrecen al sistema.

Finalmente, se destaca la necesidad de responder a la pregunta de ¿cómo gestionar los recursos disponibles?, lo cual implica optimizar su operación mediante el despacho adecuado de las unidades, priorizando tecnologías según su capacidad y costo, y asegurando un uso eficiente y confiable de los DERs. Este análisis se esquematiza en la Figura Nro. 3.5.

Figura Nro. 3.5: Pilares para la integración de los DERs en el sistema eléctrico



A través de este trabajo se han abordado los requerimientos técnicos para gestionar eficazmente la integración de los DERs en el sistema eléctrico, sin embargo, en la actualidad existe un desafío mayor, siendo la falta de regulaciones eléctricas apropiadas que permitan garantizar la estabilidad, confiabilidad y eficiencia operativa de la red a través de la generación distribuida. La creciente penetración de DERs, como generación fotovoltaica, sistemas de almacenamiento, vehículos eléctricos y tecnologías de respuesta a la demanda, plantean desafíos técnicos y operativos que no pueden abordarse únicamente con las normas tradicionales diseñadas para sistemas centralizados. Las regulaciones deben establecer criterios que aseguren la visibilidad y controlabilidad de los recursos distribuidos, facilitando su monitoreo y operación en tiempo real, así como su integración a los sistemas de gestión de la red. Además, es necesario definir mecanismos para la flexibilidad operativa, permitiendo que los DERs puedan participar activamente en la oferta de servicios complementarios, como regulación de voltaje, control de frecuencia y gestión de rampas. Finalmente, es fundamental que las normativas promuevan la coordinación entre las distintas tecnologías y actores del sistema eléctrico, incluyendo a operadores de red, generadores, prosumidores y distribuidores, facilitando así un uso óptimo de los recursos y el cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad y transición energética.

3.6 Referencias

- [1] T. Strasser et al., "A Review of Architectures and Concepts for Intelligence in Future Electric Energy Systems," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 4, pp. 2424–2438, 2015, doi: 10.1109/TIE.2014.2361486.
- [2] H. Saboori, M. Mohammadi, and R. Taghe, "Virtual power plant (VPP), definition, concept, components and types," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, pp. 1–4, 2011, doi: 10.1109/APPEEC.2011.5749026.
- [3] M. Soshinskaya, W. H. J. Crijns-Graus, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, "Microgrids: Experiences, barriers and success factors," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, pp. 659–672, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.198.
- [4] Z. Wang, X. Lin, N. Tong, Z. Li, S. Sun, and C. Liu, "Optimal planning of a 100% renewable energy island supply system based on the integration of a concentrating solar power plant and desalination units," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 117, no. October 2019, p. 105707, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105707.
- [5] W. D. Pudjianto, C. Ramsay, G. StrbacYang, "Virtual power plant and system integration of distributed energy resources," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 1, pp. 10–16, 2007, doi: 10.1049/iet-rpg.
- [6] K. Dielmann and A. Van Der Velden, "Virtual power plants (VPP) - A new perspective for energy generation?," *Proc. 9th Int. Sci. Pract. Conf. Students, Post-graduates Young Sci. - Mod. Tech. Technol. MTT' 2003*, pp. 18–20, 2003, doi: 10.1109/spcmtt.2003.1438108.
- [7] J. C. Sarmiento-Vintimilla, E. Torres, D. M. Larruskain, and M. J. Pérez-Molina, "Applications, Operational Architectures and Development of Virtual Power Plants as a Strategy to Facilitate the Integration of Distributed Energy Resources," *Energies*, vol. 15, no. 3, 2022, doi: 10.3390/en15030775.
- [8] J. C. Sarmiento-Vintimilla, E. Torres, D. M. Larruskain, and M. J. Pérez-Molina, "Virtual Power Plants (VPPs). Encyclopedia." [Online]. Available: https://encyclopedia.pub/video/video_detail/273. [Accessed: 06-Oct-2022].
- [9] P. Ringler, D. Keles, and W. Fichtner, "Agent-based modelling and simulation of smart electricity grids and markets - A literature review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 205–215, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.169.
- [10] L. A. Arias Barragán, E. Rivas Trujillo, and F. Santamaría, "Integrative Agent as Energy Supplier of Distributed Energy Resources at The Distribution Level," *Ingeniería*, vol. 22, no. 3, pp. 306–323, 2017, doi: 10.14483/23448393.10986.
- [11] P. Pesantez, "Planificación eficiente de redes inteligentes (Smart Grids) incluyendo la gestión de la demanda: Aplicación a Ecuador," 2018.
- [12] M. H. Gomes and J. T. Saraiva, "Allocation of reactive power support, active loss balancing and demand interruption

ancillary services in MicroGrids,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 10, pp. 1267–1276, 2010, doi: 10.1016/j.epsr.2010.04.013.

[13] J. L. Paternina, E. R. Trujillo, and J. P. Anaya, “Integration of Distributed Energy Resources Through a Virtual Power Plant as an Alternative to Micro Grids. An Approach to Smart Grids,” 2018 Congr. Int. Innov. y Tendencias en Ing. CONIITI 2018 - Proc., pp. 1–7, 2018, doi: 10.1109/CONIITI.2018.8587079.

[14] D. E. Olivares et al., “Trends in microgrid control,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2295514.

[15] K. Oureilidis et al., “Ancillary services market design in distribution networks: Review and identification of barriers,” *Energies*, vol. 13, no. 4, 2020, doi: 10.3390/en13040917.

[16] I. Worighi, A. Maach, A. Hafid, and O. Hegazy, “Integrating renewable energy in smart grid system : Architecture , virtualization and analysis,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 18, p. 100226, 2019, doi: 10.1016/j.segan.2019.100226.

[17] M. Helder and J. Tomé, “Allocation of reactive power support , active loss balancing and demand interruption ancillary services in MicroGrids,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 80, pp. 1267–1276, 2010, doi: 10.1016/j.epsr.2010.04.013.

[18] L. M. Camarinha-Matos, “Collaborative smart grids – A survey on trends,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 65, pp. 283–294, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.06.093.

[19] K. O. Adu-Kankam and L. M. Camarinha-Matos, “Towards collaborative Virtual Power Plants: Trends and convergence,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 16, pp. 217–230, 2018, doi: 10.1016/j.segan.2018.08.003.

[20] L. Yavuz, A. Önen, S. M. Muyeen, and I. Kamwa, “Transformation of microgrid to virtual power plant - A comprehensive review,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 13, no. 11, pp. 2077–2087, 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5649.

[21] X. Wang, Z. Liu, H. Zhang, Y. Zhao, J. Shi, and H. Ding, “A Review on Virtual Power Plant Concept, Application and Challenges,” 2019 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Asia, ISGT 2019, pp. 4328–4333, 2020, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8881433.

[22] S. M. Nosratabadi, R. A. Hooshmand, and E. Gholipour, “A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 341–363, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.025.

[23] J. C. Sarmiento-Vintimilla, D. Marene Larruskain, E. Torres, and O. Abarrategi, “Assessment of the operational flexibility of virtual power plants to facilitate the integration of distributed energy resources and decision-making under uncertainty,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 155, no. PB, p. 109611, 2024, doi: 10.1016/j.ijepes.2023.109611.

Autor



Juan C. Sarmiento

Ingeniero eléctrico

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Cifras del sector eléctrico ecuatoriano



Capítulo 04

Cifras del sector eléctrico ecuatoriano

Capítulo 04



Andrea Torres
Magíster en Energías
Renovables

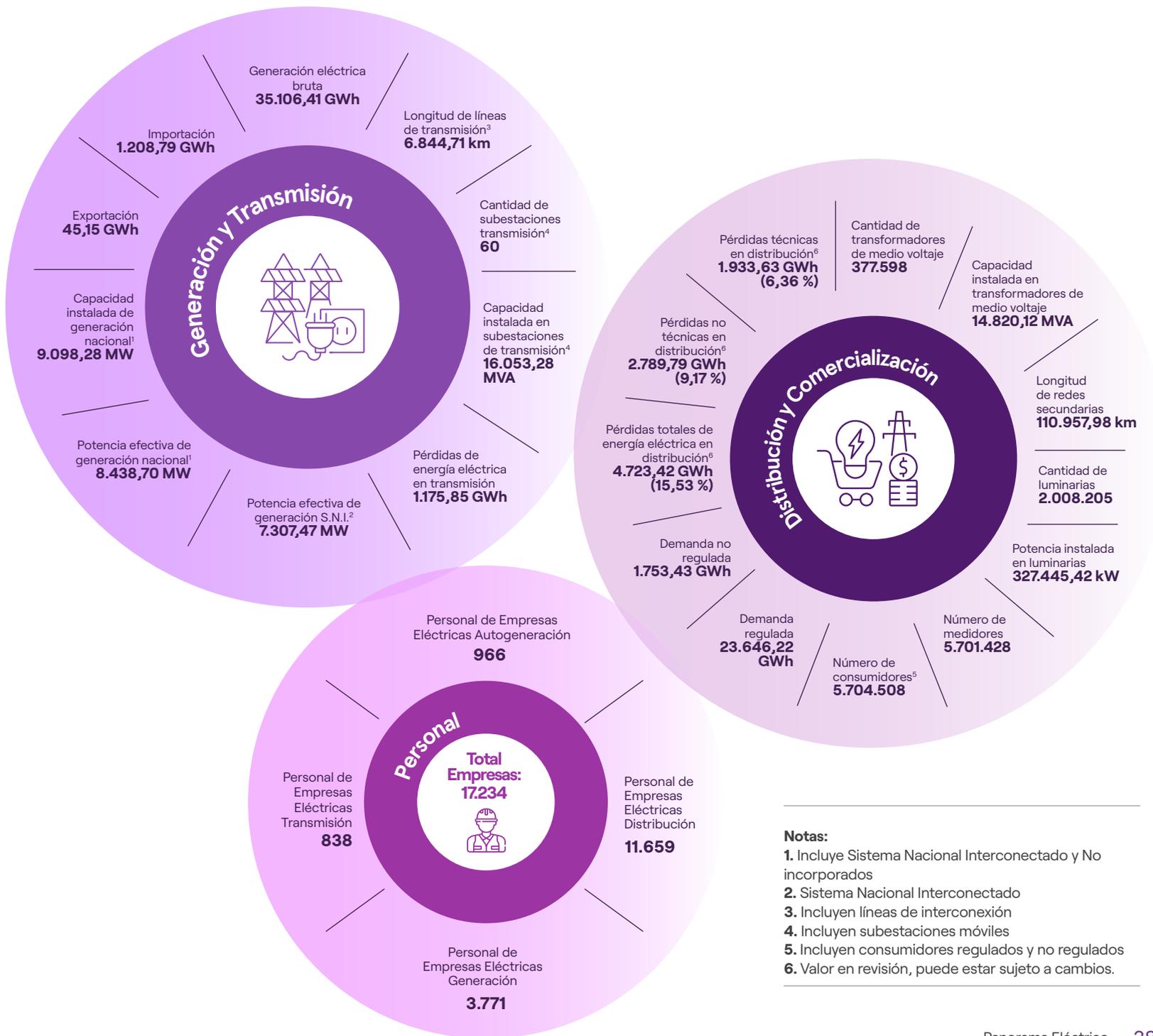


Christian Junia
Ingeniero Eléctrico

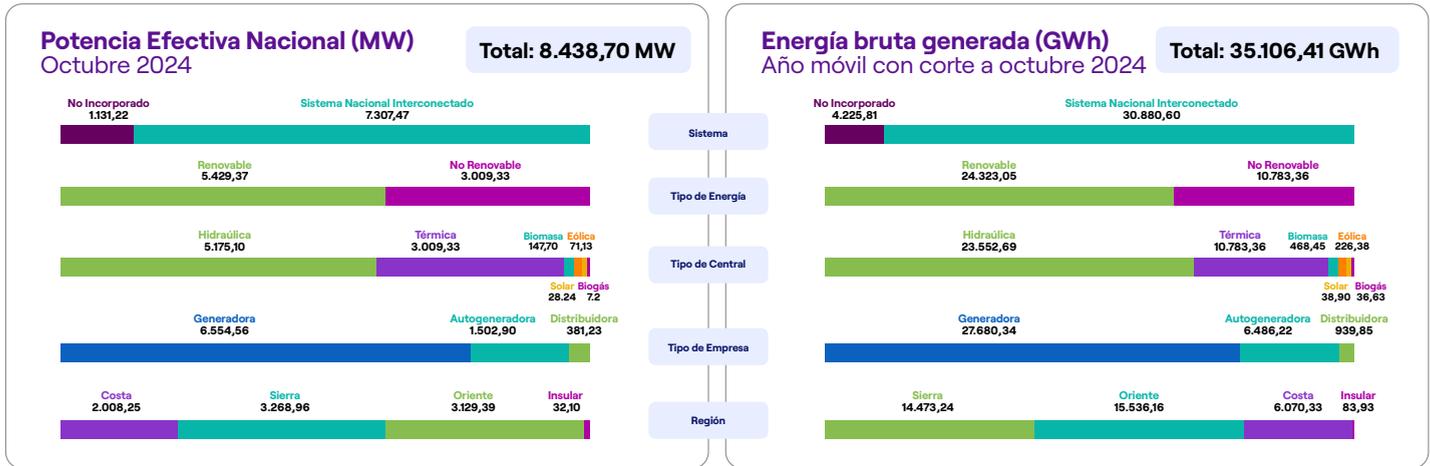


Oscar Salazar
Ingeniero Eléctrico

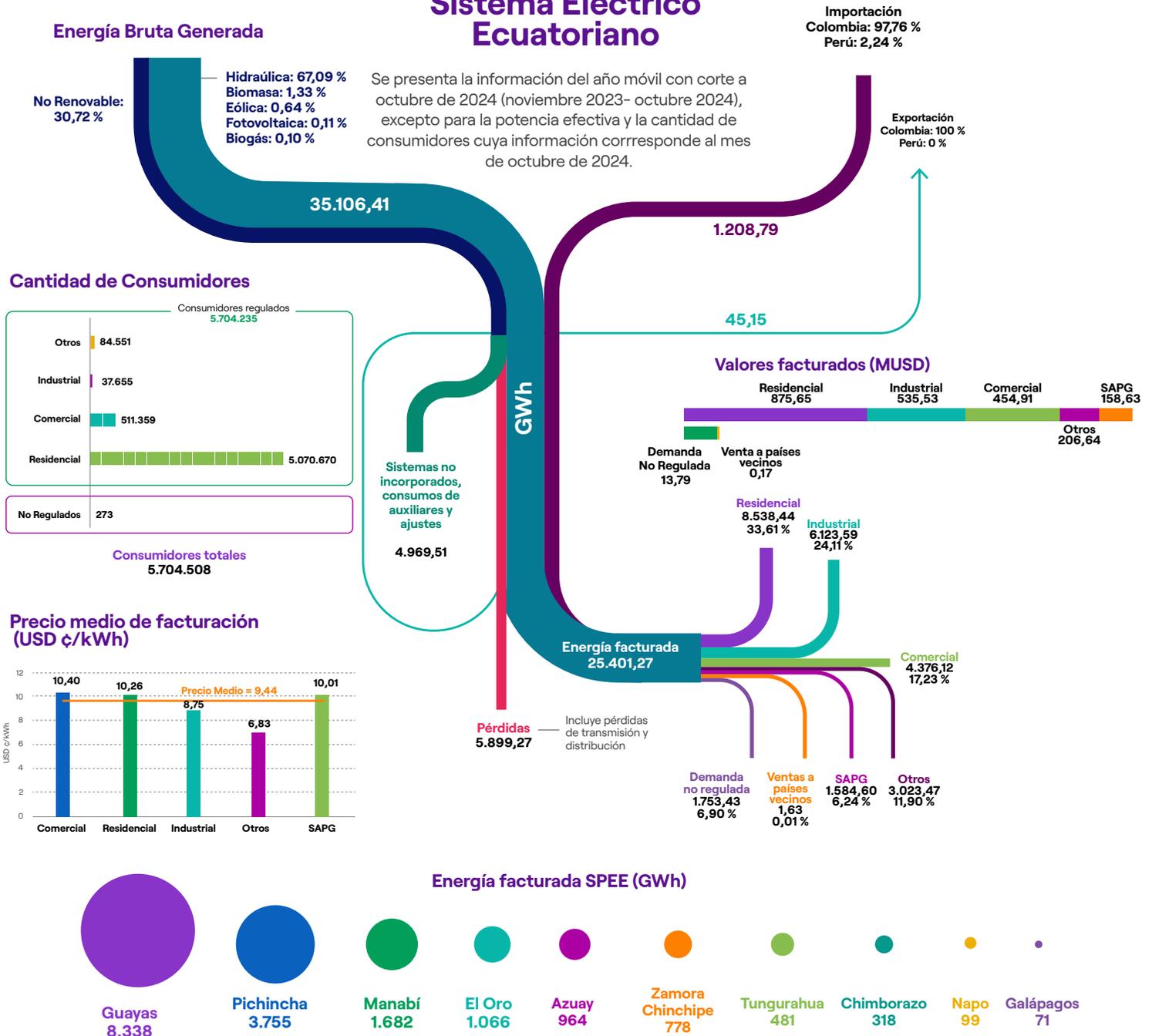
4.1 Cifras principales del sector eléctrico – Octubre 2024



4.2 Potencia, producción de energía, consumos, facturación

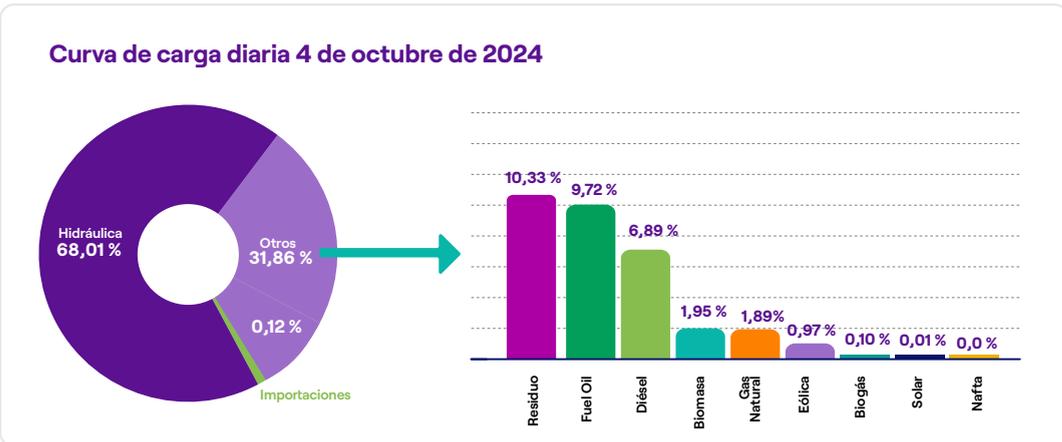
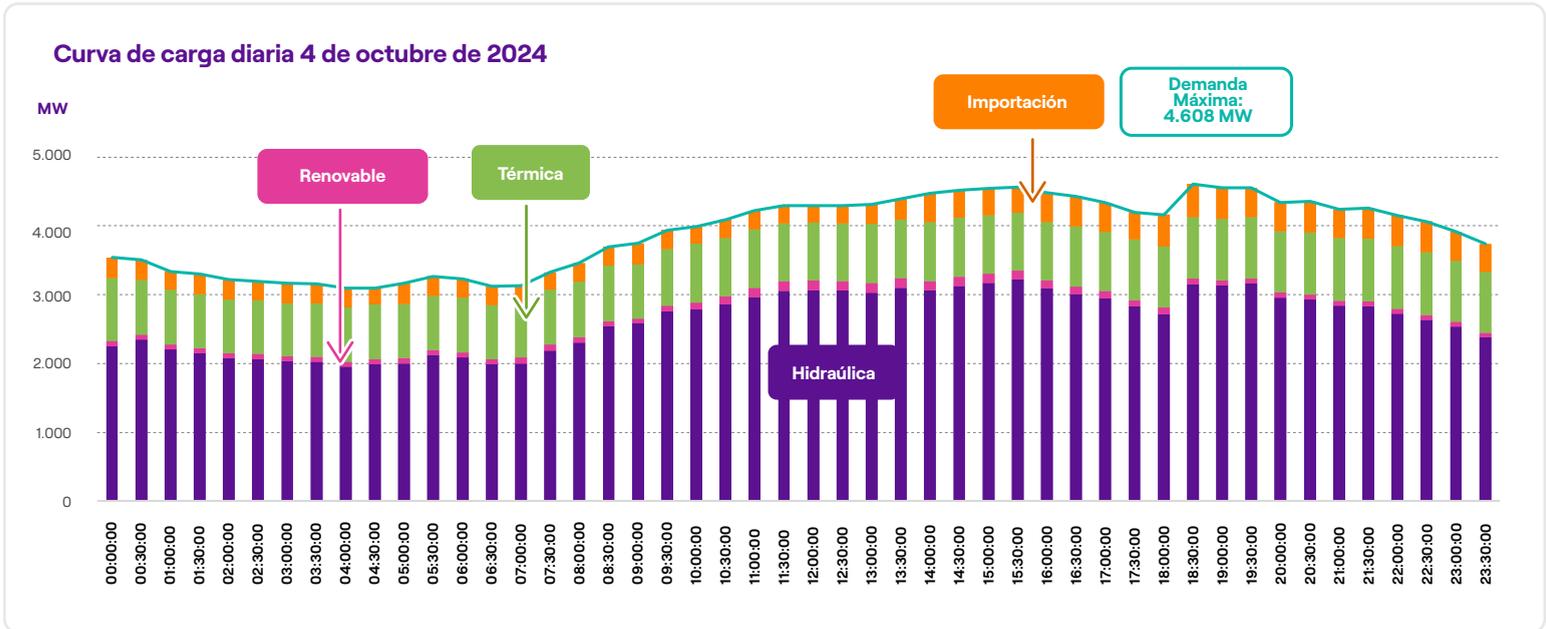
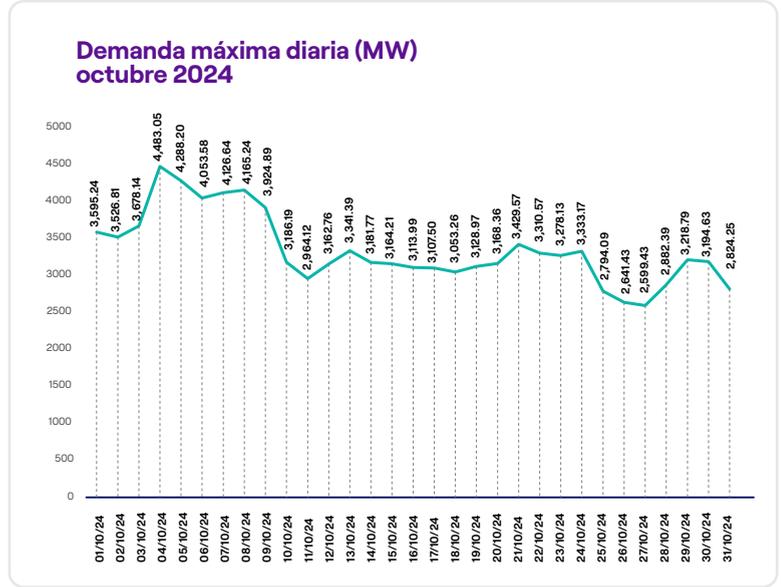


Sistema Eléctrico Ecuatoriano



4.3 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 octubre 2024.



Empresas distribuidoras con mayor demanda de potencia (MW)

- CNEL-EP Guayaquil: 980,5 MW
- E.E. Quito: 706,4 MW
- CNEL-Guayas Los Ríos: 558,4 MW

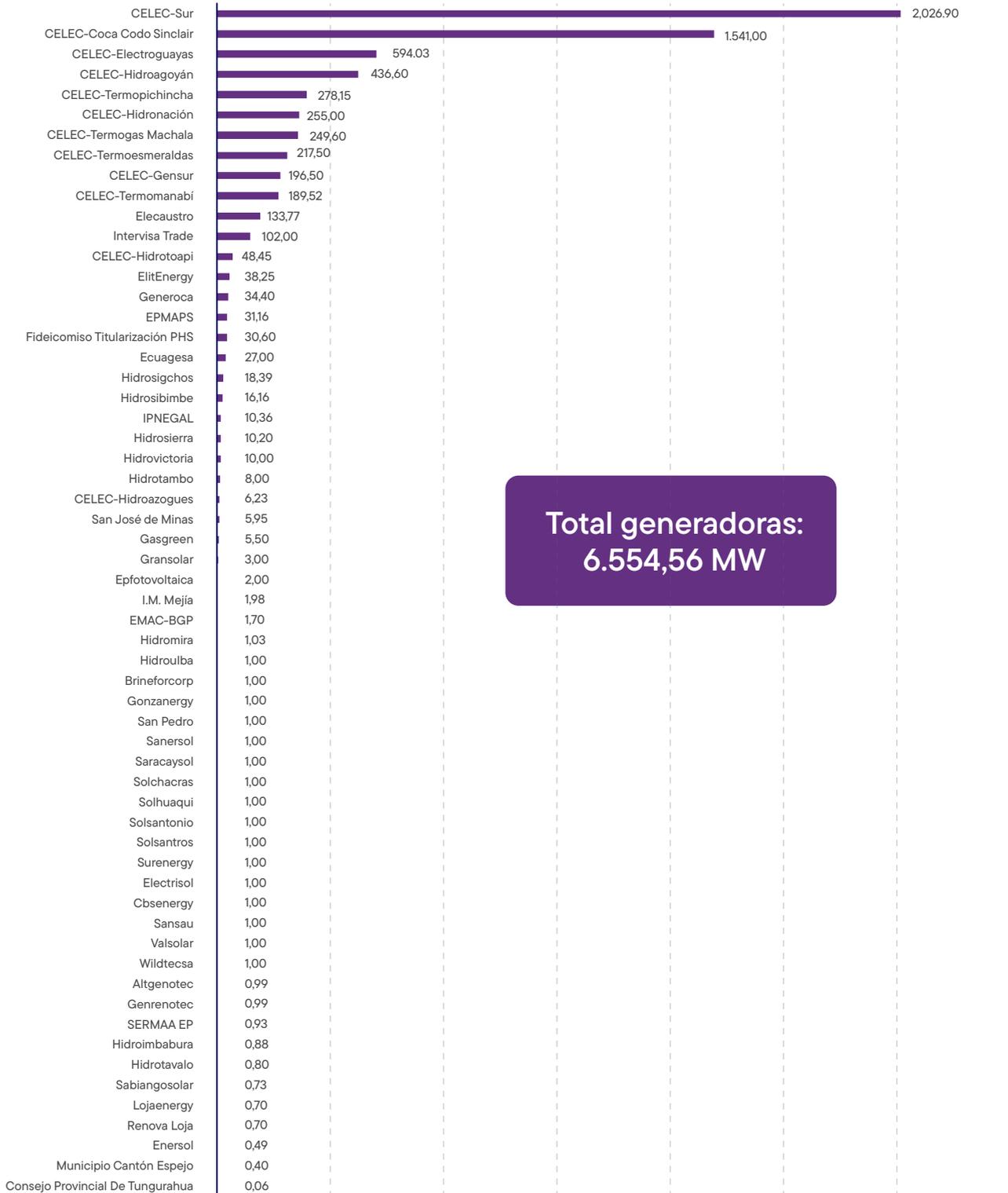
4.4 Cifras etapa de generación

Empresas de Generación, Autogeneración, Distribución y SGDAs

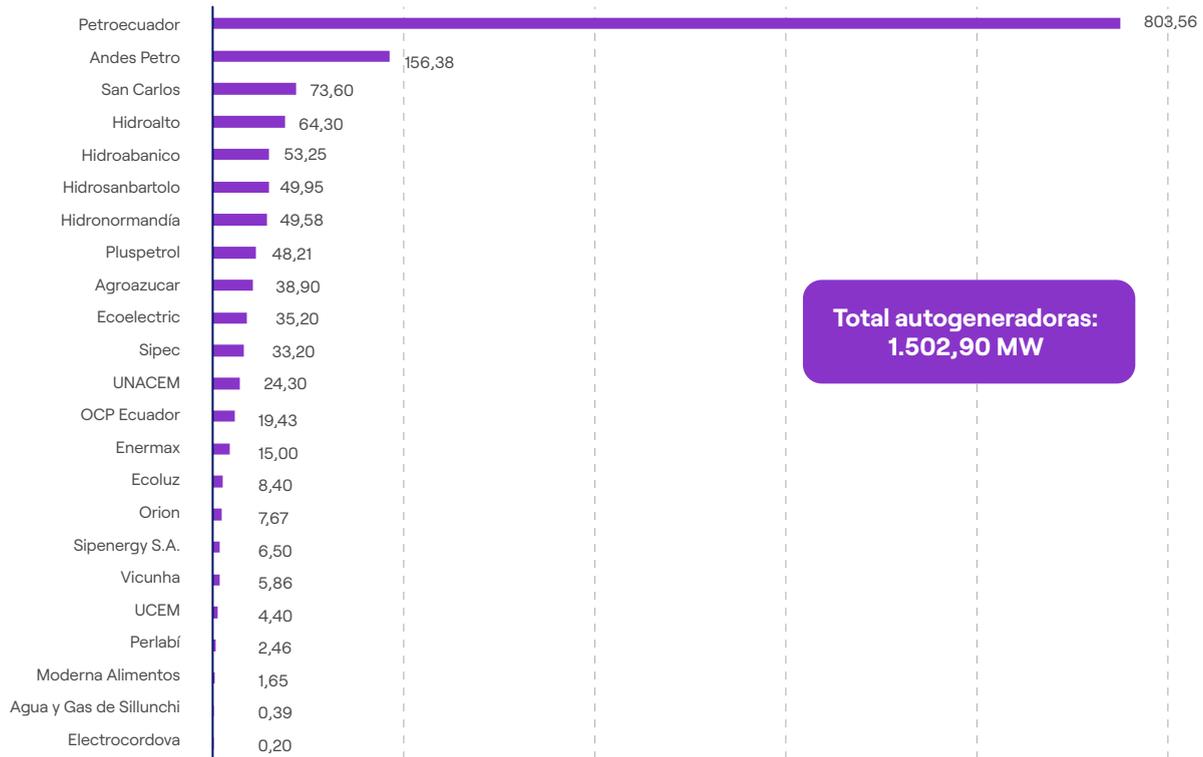
Potencia Efectiva (MW)

Octubre 2024

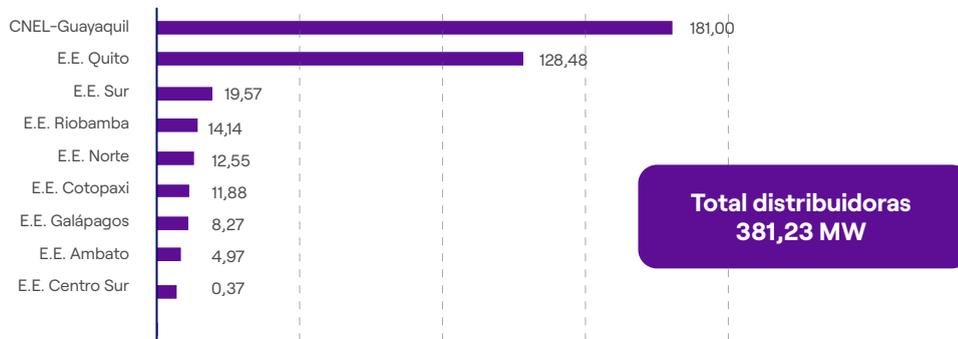
Generadoras



Autogeneradoras



Distribuidoras



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



4.5 Cifras de transmisión

CELEC EP TRANSELECTRIC
Octubre 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	23	1,670.42
	500	6	610.00
Total Simple Circuito		70	4,303.61
Doble Circuito	138	15	530.38
	230	26	2,010.72
Total Doble Circuito		41	2,541.10
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	15,858.28
Móviles - reducción	4	4	195.00
Total	60	99	16,053.28

4.6 Cifras etapa de distribución

Empresas de distribución y comercialización Octubre 2024

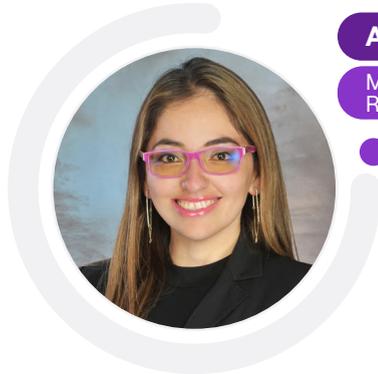
Infraestructura de Distribución

Empresa	 Media tensión	 Transformadores		 Baja tensión	 Luminarias		 Medidores
	km	#	MVA	km	#	kW	#
CNEL-Bolívar	3,420.61	6,650	101.99	3,696.39	28,861	4,752.81	72,825
CNEL-El Oro	5,911.76	16,441	744.19	3,958.91	105,218	19,574.06	279,856
CNEL-Esmeraldas	5,059.63	11,055	357.65	3,166.93	60,732	10,964.33	131,481
CNEL-Guayaquil	3,783.89	39,952	2,668.60	5,908.06	198,126	32,466.67	724,911
CNEL-Guayas Los Ríos	9,151.45	36,399	1,478.65	6,040.06	114,781	20,895.30	368,640
CNEL-Los Ríos	3,828.88	11,557	378.77	2,340.14	36,303	6,645.01	149,388
CNEL-Manabí	8,873.71	31,889	998.16	7,817.03	147,677	26,086.81	355,265
CNEL-Milagro	4,644.73	14,123	469.14	2,361.10	58,251	11,024.88	165,886
CNEL-Sta. Elena	1,636.00	8,604	399.23	1,645.23	46,011	8,585.74	107,802
CNEL-Sto. Domingo	10,438.07	25,739	540.20	6,920.35	94,131	16,594.65	273,997
CNEL-Sucumbíos	5,586.84	11,415	309.26	4,919.01	56,021	7,647.84	111,729
E.E. Ambato	6,419.09	17,980	496.47	9,118.50	161,015	22,826.90	312,258
E.E. Azogues	884.52	2,385	72.84	1,582.72	20,200	3,487.34	41,707
E.E. Centro Sur	11,045.89	29,429	960.30	13,726.74	186,503	34,064.14	446,553
E.E. Cotopaxi	4,679.77	11,307	341.27	6,463.05	70,712	10,411.72	158,012
E.E. Galápagos	374.56	1,339	47.07	278.88	6,790	805.24	14,790
E.E. Norte	6,667.85	20,006	573.34	7,749.58	135,625	19,870.12	281,713
E.E. Quito	9,451.85	44,821	3,147.65	11,518.82	317,614	49,571.57	1,278,053
E.E. Riobamba	4,637.92	15,599	321.19	5,819.69	84,665	11,312.19	192,326
E.E. Sur	8,914.83	20,908	414.16	5,926.77	78,969	9,858.09	234,236
Total	115,411.85	377,598	14,820.12	110,957.98	2,008,205	327,445.42	5,701,428

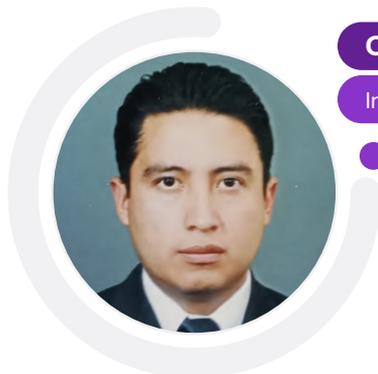
Tipo de Consumidores por Empresa Eléctrica de Distribución

Empresa	Consumidores regulados				 Total regulados	 Total no regulados	 Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros			
CNEL-Bolívar	67,516	3,729	113	1,481	72,839	-	72,839
CNEL-EI Oro	256,394	18,810	1,537	3,800	280,541	1	280,542
CNEL-Esmeraldas	121,609	7,477	306	2,450	131,842	2	131,844
CNEL-Guayaquil	641,161	75,979	2,090	5,700	724,930	45	724,975
CNEL-Guayas Los Ríos	341,853	20,065	791	5,968	368,677	18	368,695
CNEL-Los Ríos	139,509	7,675	327	1,881	149,392	1	149,393
CNEL-Manabí	330,706	18,731	481	5,353	355,271	8	355,279
CNEL-Milagro	150,977	12,036	182	1,686	164,881	4	164,885
CNEL-Sta. Elena	97,869	6,473	157	1,745	106,244	2	106,246
CNEL-Sto. Domingo	243,206	27,096	286	3,426	274,014	4	274,018
CNEL-Sucumbios	96,412	12,375	440	2,517	111,744	1	111,745
E.E. Ambato	270,319	30,634	5,985	5,391	312,329	6	312,335
E.E. Azogues	37,940	2,828	430	614	41,812	1	41,813
E.E. Centro Sur	399,789	38,343	4,785	7,085	450,002	9	450,011
E.E. Cotopaxi	140,200	12,373	3,163	2,371	158,107	3	158,110
E.E. Galápagos	11,682	2,370	181	573	14,806	-	14,806
E.E. Norte	245,674	29,313	2,614	3,567	281,168	7	281,175
E.E. Quito	1,102,770	145,575	11,932	18,623	1,278,900	159	1,279,059
E.E. Riobamba	168,584	19,706	651	3,356	192,297	1	192,298
E.E. Sur	206,500	19,771	1,204	6,964	234,439	1	234,440
Total	5,070,670	511,359	37,655	84,551	5,704,235	273	5,704,508

Autores



Andrea Torres
Magíster en Energías
Renovables



Christian Junia
Ingeniero Eléctrico



Oscar Salazar
Ingeniero Eléctrico



CONSEJO EDITORIAL



MARISOL DÍAZ
Ing. Sistemas Informáticos



ANDRÉS CHILES
Ingeniero Eléctrico



ANDREA TORRES
MSc. Energías Renovables



IVÁN SÁNCHEZ
Mgs. Sistemas Eléctricos
de Distribución



PAMELA VACA
Ingeniera Eléctrica



OSCAR SALAZAR
Ingeniero Eléctrico



SANTIAGO LÓPEZ
MBA. Gestión de Proyectos



SANTIAGO FLORES
Ingeniero Eléctrico

COORDINACIÓN GENERAL

Angel Echeverría Zambrano
Coordinador Nacional de
Regulación Eléctrica

DIRECCIÓN GENERAL

Andrés Chiles Puma
Director Técnico de Estudios,
Información e Innovación

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

Sofía Andrade T.

FOTOGRAFÍAS

CELEC-Transelectric
Hidroazogues
Ministerio de Turismo
CNEL Santa Elena
CELEC-EP
CELEC-Sur
CELEC Hidroagoyán

AUSPICIO

Banco Interamericano de Desarrollo – BID



CITAR ESTE DOCUMENTO COMO

Panorama Eléctrico, Edición 26
Quito – Ecuador, enero 2025
Todos los derechos reservados

Ruinas de Ingapicar, Cañar
Ministerio de Turismo



Central Molino, Morona Santiago
CELEC-Sur

Fauna, Santo Domingo
Ministerio de Turismo



Líneas de Transmisión,
CELEC-Transeléctric

Paisaje, Cotopaxi
Ministerio de Turismo



Mantenimiento Luminarias, Santa Elena
CNEL Santa Elena





PANORAMA
ELÉCTRICO
2025

www.controlelectrico.gob.ec



Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

EL NUEVO
ECUADOR