

SISTEMA ELÉCTRICO EN TRANSFORMACIÓN





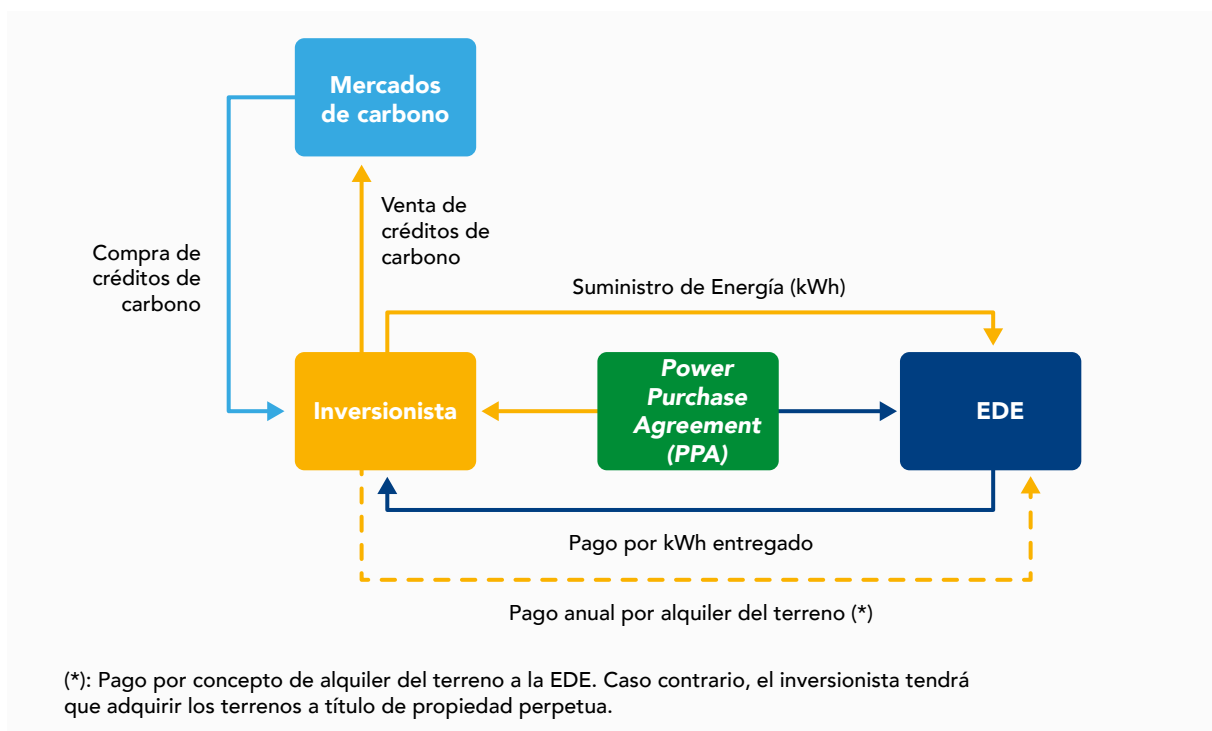
1

Modelo de negocio: Desarrollo de la generación distribuida solar fotovoltaica en las redes MT de las EDE

El modelo de negocio para viabilizar la implementación de plantas solares en las redes de media tensión (MT) de las EDE consiste en la selección, a través de un proceso competitivo, de un inversionista privado que estaría a cargo del financiamiento, diseño, construcción, operación y mantenimiento de las plantas solares. El factor de competencia del concurso es el de menor precio de energía (US\$/MWh) ofertado; suscribiéndose, como resultado, un contrato de suministro de electricidad (*Power Purchase Agreement* – PPA) entre el inversionista y la EDE. A partir de ello, el inversionista se compromete al suministro de una cantidad mínima de energía anual, por un lapso de 15 años, atendiendo los lineamientos y criterios de inyección de la energía en las redes de la EDE establecidos contractualmente.

La remuneración establecida por el operador privado en su oferta tendría el carácter de firme y sería garantizada durante el periodo de 15 años de vigencia del PPA. Sin embargo, en caso de que durante el periodo de vigencia del contrato se verificara que el precio en barra calculado por OSINERGMIN fuera inferior al precio adjudicado al inversionista, existe un mecanismo de ajuste para extender la vigencia del contrato hasta por 10 años. De esta manera se podrá asegurar que el valor presente del flujo de ingresos esperado por el inversionista alcance el valor calculado en la adjudicación de la licitación y así mantener el equilibrio económico-financiero del proyecto. Adicionalmente, el inversionista tendría la opción de obtener los beneficios de comercializar los créditos de carbono provenientes de la operación de la central solar durante el período de duración del contrato.

Gráfico N° 01: Esquema PPA para GD en las redes MT de las EDE.

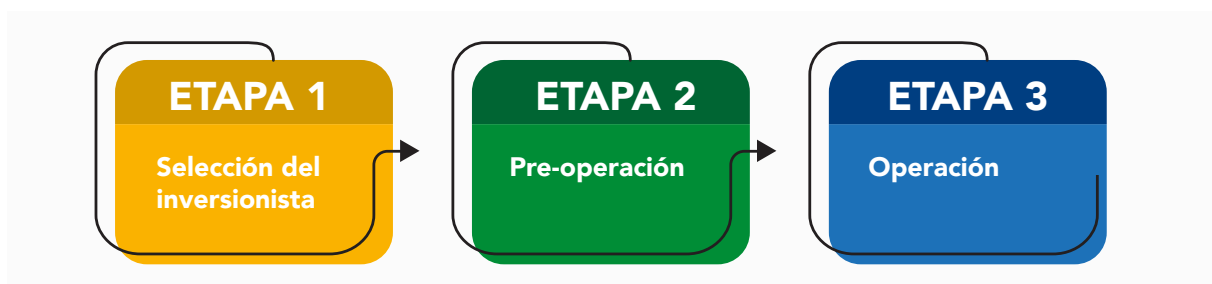


Fuente: Elaboración propia.

Luego del término del plazo de vigencia del contrato, los activos de la central fotovoltaica pasarían a ser propiedad de la EDE, existiendo siempre la posibilidad de llegar un acuerdo entre las partes para extender el periodo de vigencia del PPA.

La facilitación del proceso de articulación entre la oferta de energía renovable (inversionista) y la demanda (EDE) es a través de un promotor privado, que interviene en todo el proceso relacionado a la selección del inversionista hasta la suscripción del PPA entre éste y la EDE.

De esta manera, se pueden identificar tres etapas en todo el proceso que implica desarrollar el modelo de negocio para implementar la generación distribuida de origen fotovoltaica en las redes MT de las EDE. El promotor privado participa en todo el proceso que tiene como objetivo la selección competitiva del inversionista que desarrollará y operará la planta solar y que tiene como hito la suscripción del PPA entre la EDE y el inversionista. Una vez cumplido este hito, en las etapas de pre-operación y operación se establecerá una relación bilateral entre el inversionista y la EDE, regulada según las disposiciones establecidas en el PPA.



Las actividades y roles para los actores involucrados en el modelo de negocio, según la etapa de implementación se presentan a continuación.

Etapa I: Selección del inversionista

Esta etapa inicia con la definición por parte de la EDE de un valor objetivo (VO) que proyecta alcanzar con la introducción de centrales solares en sus redes de MT, conectadas a nivel de sus subestaciones de transformación (SET). Dicha meta representa el porcentaje de participación de la generación solar que se desea alcanzar con respecto al total de energía que la EDE compra a las empresas generadoras.

Una vez establecida esta meta, contando con la asistencia del promotor privado, el paso siguiente es la realización de una evaluación técnica que permita la identificación y selección de aquellas SET en las cuales se podría inyectar la energía proveniente de centrales solares sin provocar la inversión en los flujos de potencia. En ese sentido, el resultado de esta evaluación será poder establecer las cantidades mínimas de energía de origen solar, que podrían ser integradas a cada SET. Ello brindará un muy buen punto de partida para estimar también el tamaño de la planta solar asociada, en función a los valores de irradiación solar del emplazamiento. Una vez definidas las SETs inicia el proceso de selección del inversionista.

El promotor privado es el responsable de la preparación de los documentos de concurso: método de selección (bases) y propuesta de modelo de contrato entre el inversionista y la EDE. Dicho promotor, asimismo, está a cargo de la conducción de todo el concurso, incluyendo el proceso de promoción, la identificación e invitación para presentar ofertas de inversionistas calificados, la absolución de consultas e incorporación de mejoras a los documentos del concurso. Finalmente, el promotor participa en el acto de apertura de ofertas de los postores, elaborando el *ranking* de las ofertas y preparando un informe de recomendación a la EDE para otorgar la buena pro al inversionista que ofreció el menor precio de energía.

Etapa II: Pre-Operación

En el periodo pre-operativo, el inversionista es responsable del diseño de la planta, obtener los derechos de propiedad del terreno para desarrollar la central –en caso la EDE no sea la titular de los derechos de superficie–, así como de obtener los permisos y licencias necesarios y elaborar el Estudio de Preoperatividad (EPO).

Una vez aprobado el EPO y haberse asegurado la propiedad del terreno inicia la construcción de la central. El inversionista es responsable exclusivo de todas las decisiones de construcción y la relación con los diversos proveedores y contratistas.

Etapa III: Operación

Durante la etapa de operación, la cual se desarrolla en el plazo de 15 años –periodo de integración–, contados a partir de la puesta en operación comercial (POC) de la central, el inversionista opera y mantiene la central, de tal manera que se asegure la producción anual de la cantidad mínima de energía ofertada y se garantice que no se invertirán los flujos de potencia aguas arriba del punto de integración con la red MT de la EDE. Durante todo el periodo de integración, la EDE comercializa la energía inyectada en sus redes por la central solar.



2

La planificación eléctrica con recursos energéticos distribuidos para la transformación de las Empresas de Distribución Eléctrica

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM), desde diciembre de 2020, inició la gran tarea de desarrollar un Libro Blanco para establecer las propuestas de reformas para la modernización del sistema eléctrico peruano. Estas propuestas institucionales, legislativas, administrativas y regulatorias han sido clasificadas en cuatro ejes temáticos, siendo que en el *Eje 3* se aborda la innovación de la distribución y la comercialización minorista y es, por tanto, el de mayor interés para las empresas de distribución eléctrica (EDEs).

El Eje 3 plantea la reestructuración del segmento de distribución con la incorporación de nuevos actores y modelos de negocio. Ello implicará una instalación cada vez más creciente de los recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) y la masificación de los sistemas de medición inteligente. En general, el cambio apunta a la modernización de las redes con tecnología Smart Grid, y al desarrollo de un nuevo modelo de regulación económica para mejorar la calidad del servicio y la expansión de la cobertura, así como el rediseño del mercado minorista.

En ese sentido, se configura una serie de desafíos y oportunidades para las EDEs para enfrentar su proceso de transformación digital. Por un lado, la operación de la red de distribución se vuelve más compleja y requiere tecnologías y estrategias innovadoras que permitan una operación inteligente de la red. Por otro lado, los nuevos servicios de energía distribuida que ofrecen los nuevos actores y modelos de negocio requerirán de una planificación más eficiente de la red.

En este contexto, la planificación de sistemas de distribución se configura como un proceso metódico que permite abastecer de energía eléctrica a los futuros centros de consumo, ya sea mediante la construcción de nuevas subestaciones y líneas de distribución o repotenciando y reconfigurando las subestaciones y líneas existentes. Esto implica que las EDEs

conozcan cómo determinar dónde, cuántos, y cuándo deben ser instalados o repotenciados los elementos de la red de distribución. Todo ello a mínimo costo y en observancia de las restricciones operativas, sin afectar la calidad de suministro y confiabilidad exigidos en las normas.

Por este motivo, el MINEM con el apoyo de la cooperación alemana para el desarrollo, implementada por la GIZ, a través del proyecto Distribución Eléctrica 4.0., ha desarrollado una "Guía de Procedimiento de Planificación Eléctrica con Recursos Energéticos Distribuidos (DERs) y Nuevas Tecnologías".

A través del procedimiento metodológico propuesto en dicha guía se busca adoptar un proceso dinámico de planificación eléctrica, que facilite a las EDEs sus procesos de transición hacia las Smart Grid y que sea lo suficientemente flexible para identificar las oportunidades que pueden ofrecer los DER y las nuevas tecnologías. Todo esto, a través del uso de una herramienta computacional basada en software de código abierto para la construcción de mapas de capacidad de alojamiento.

The screenshot displays the 'PLANIFICACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN' web application. The interface is organized into several sections:

- RED BAJO ESTUDIO:** Includes input fields for 'Red Eléctrica' (containing 'IEEE_13NSimplificado_TrifGeois') and 'Directorio de Trabajo' (containing 'C:\OpenPRED\IEEE_13NSimplificado_TrifGeo\'), with an 'Explorar' button.
- ELEMENTOS DE PLANIFICACIÓN:** Contains buttons for 'Generar Perfiles Cargas', 'Definir DERs', 'Definir Límites Admisibles', and 'Parámetros Adicionales Caso Base'.
- GESTIÓN DE CASOS / HOSTING CAPACITY / CONFIABILIDAD:** Features a 'Caso de Análisis' dropdown menu set to 'Caso_Base', and buttons for 'Nuevo Caso', 'Editar Caso', 'Cálculo Hosting Capacity', 'Cálculo Confiabilidad', 'Clonar Caso', 'Eliminar Caso', 'Cálculo FP Instantáneo', and 'Comando OpenDSS'.
- FUNCIONES DE PLANIFICACIÓN:** Includes a 'Función' dropdown menu set to 'Seleccione Función ...', and buttons for 'Ejecuta Función' and 'Genera Archivo KML'.
- Footer:** Contains the IEE logo, development credits: 'Desarrollado con el apoyo de la GIZ (Proyecto Distribución Eléctrica 4.0) por Instituto de Energía Eléctrica - IEE-UNSI-CONICET - Argentina', and a link 'Acerca de OpenPRED'.

At the bottom of the interface, a status message reads: 'Por favor antes de continuar observe valores y parámetros adicionales para el Caso Base. La Red permitió realizar un flujo de potencia exitoso y está lista para ser estudiada. La Red IEEE_13NSimplificado_TrifGeo ha sido cargada por primera vez con éxito ...'

Fuente: *Herramienta de simulación OpenPRED-Perú* (<https://sourceforge.net/projects/openpredperu/>)

Dichos mapas permitirán estimar la cantidad de DERs que se puede acomodar sin afectar negativamente la calidad o confiabilidad de la energía en las configuraciones actuales y sin requerir actualizaciones de infraestructura eléctrica de las EDEs. Esta iniciativa está alineada con las recomendaciones del Libro Blanco, que indica la

conveniencia de que los mapas de capacidad de alojamiento estén disponibles para que los agentes puedan tomar decisiones de inversión informadas a nivel de distribución.

Cabe resaltar que la planificación con DERs ofrece múltiples beneficios. Por ejemplo, las EDEs podrán optimizar sus planes de inversión en infraestructura de distribución; así como les servirá para estar mejor preparadas a los cambios en el modelo de remuneración que anticipa el Libro Blanco. Ello prevé la adopción de un esquema de regulación por gastos totales (TOTEX), donde la expansión y mejora de calidad se sustentan en planes de inversión y no en el esquema tradicional de remuneración basado en el valor nuevo de reemplazo y un sistema económicamente adaptado.

De otro lado, este nuevo paradigma en la planificación facilita la evaluación del impacto de los niveles de penetración de energías renovables no convencionales en los sistemas eléctricos, así como de los vehículos eléctricos y otros DERs. Asimismo, las EDEs podrán contribuir en aumentar la eficiencia del sistema eléctrico al considerar que los DERs permiten disponer de energía de manera descentralizada y contribuyen a que los clientes puedan a la vez tener una participación más activa, acentuando su rol en la descarbonización y la transición energética. También facilita la evaluación y priorización de proyectos de inversión mediante indicadores ambientales.

Finalmente, es importante mencionar que el MINEM viene desarrollando los “Lineamientos para la regulación en torno a la planificación eléctrica en la distribución con recursos energéticos distribuidos y nuevas tecnologías”. Estos lineamientos esbozan los elementos esenciales de los objetivos de largo plazo con relación a la planificación, a través de hojas de ruta de corto, mediano y largo plazo. Este producto será insumo para el desarrollo del Libro Blanco en su etapa final a cargo de la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad (CRSE).



3

La electromovilidad: Un modelo de negocio para optimizar la gestión de los activos de la empresa de distribución eléctrica

La electromovilidad es una medida con gran potencial para mitigar el cambio climático y puede contribuir con el cumplimiento de los compromisos del país adquiridos en el marco del Acuerdo de París, que implicará reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en 20% al 2030 con respecto a los niveles verificados en el año 2010. Asimismo, la electromovilidad genera importantes cobeneficios, tales como la reducción de emisiones de otros gases contaminantes y ruido. Por ello, la implementación masiva de la electromovilidad genera mejoras en la calidad de vida de las personas.

Adicionalmente, y según las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés), el Perú considera la electrificación del 5% de su parque automotor al 2030. Para lograrlo se requerirá una acción conjunta entre todos los actores involucrados para desplegar la infraestructura de recarga necesaria, asegurar las fuentes de electrificación limpia y preparar las redes de distribución que permitan brindar un soporte y gestionar adecuadamente la nueva capacidad de carga agregada.






En ese marco, es necesario que las Empresas de Distribución Eléctrica (EDEs), como operadores de red, tengan un mayor conocimiento de las posibilidades de la integración de la electromovilidad en sus redes, identificando los impactos que generan los vehículos eléctricos en su infraestructura eléctrica, las necesidades de reforzamiento y nuevas inversiones, las medidas de optimización y las oportunidades para nuevos modelos de negocio.

Por ello, como parte de asistencia técnica del Proyecto Distribución Eléctrica 4.0, se ha venido asesorando a las EDEs en el sentido de mejorar su entendimiento de los impactos que representa la integración progresiva de los vehículos eléctricos en sus redes eléctricas. De esta manera, como paso inicial, fueron definidos los casos de uso de electromovilidad de mayor

interés para las EDEs, y que están acorde al contexto y a la realidad de sus zonas de concesión. Los casos definidos correspondieron a:

- Motocicletas y mototaxis eléctricos (L1e y L5e) integrados en redes de BT de ELOR;
- Automóviles livianos y camionetas pickup/SUV eléctricos (L6e y M1) integrados en redes BT/MT de HIDRANDINA; y
- Buses eléctricos integrados en las redes de MT de SEAL.

Gráfico N° 02: Casos de uso de electromovilidad

Caso de uso						
Definición	Cliente actual	L1e	L5e	L6e	>M1	Transporte Público
Nombre	Promedio	Motocicleta	Mototaxi > 45 km/h	Automóvil liviano	Pickup / SUV	Bus 85 Pasajeros
kWh/a	3 600	~1 000	~1 800	~1 000	3 650	~90 000
km/d	-	50	100	25	75	250
km/a	-	~20 000	~40 000	~10 000	~25 000	90 000
Tiempo carga (h)	-	6,0	3,0	8,0	4,0	4,00
Potencia carga (kW)	-	0,3	1,9	2,5	11,0	75,0
Capacidad batería (kWh)	-	1,7 (50km)	5,1 (100km)	20,0 (200km)	40,0 (300km)	300,0 (200km)
Conexión	-	230 V monofásico	230 V monofásico	230 V monofásico	380 V trifásico	10/0,4 kV Transformador

Una vez establecidos los casos de uso con cada una de las EDEs, la fase siguiente correspondió al modelado de la red eléctrica, a partir de la data de una red típica seleccionada por la propia EDE para aplicar el caso de uso de electromovilidad. Para obtener esa representación de la red fueron considerados los diagramas unifilares y los datos de los transformadores, cables, diagramas de carga típicos de la subestación seleccionada, cantidad de suministros y número de usuarios atendidos; entre otros parámetros.

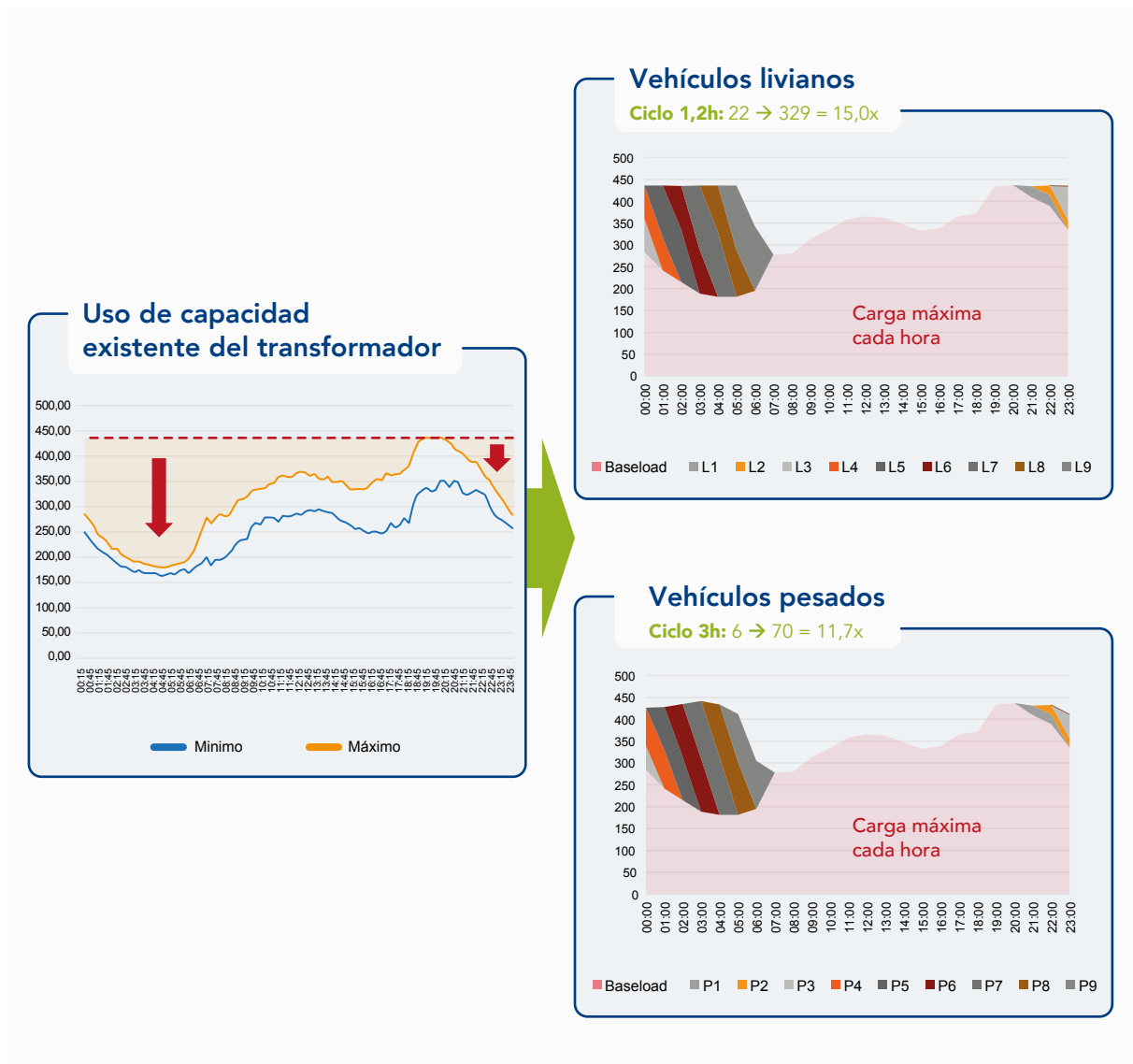
Adicionalmente, para la construcción del modelo fueron tomadas en cuenta las características operativas de los vehículos eléctricos que se integrarían, tales como potencia de carga, capacidad de las baterías, tiempo de carga, tipo de conexión a la red, el consumo medio y el recorrido diario; y, de parte de los usuarios, se consideró información de su consumo promedio anual y principales cargas domésticas,

A partir de la construcción de este modelo se simularon diferentes escenarios de integración. El escenario de base corresponde a las inversiones requeridas para

atender la demanda de energía de los clientes, garantizando los niveles de calidad de suministro exigidos por la normativa.

A continuación, se proponen dos escenarios en función a la estrategia definida para la recarga del vehículo eléctrico. El primero corresponde a una recarga no controlada, donde cada usuario recargaría el vehículo en su domicilio, al retornar de su jornada laboral. Bajo este escenario resulta necesario que la EDE realice inversiones en la construcción y/o reforzamiento de nuevas líneas para soportar más corriente o para disminuir la caída de tensión en un tramo de la red e, incluso, inversiones para aumentar la capacidad del transformador.

El segundo escenario corresponde a una estrategia de gestión temporal de la recarga, donde existe un cierto grado de control en la recarga de los vehículos eléctricos. Bajo esta estrategia, es posible minimizar en refuerzos de la red y para habilitarla sería necesario de un temporizador que permita la recargas en horas valle; así como de disponer de señales de precios que incentiven la recarga en ese periodo.



Ejemplo de resultados de caso de uso de integración de vehículos livianos y SUVs.

Tal como se aprecia en la figura, para la red simulada, la implementación de una estrategia de gestión temporal de carga significa aumentar quince veces la cantidad de vehículos livianos que se podrían integrar; y para el caso de vehículos tipo pickup/SUV, permitiría multiplicar por doce la cantidad de vehículos que podrían ser integrados en las redes de la EDE con respecto a la situación que representa una recarga no controlada.

Finalmente, entre los resultados más importantes del análisis realizado en las redes de HIDRANDINA, ELOR y SEAL se tiene:

- En los tres casos de uso de electromovilidad evaluados las redes se encuentran muy cerca de su límite. Sin embargo, esta situación no es una restricción para iniciar las actividades de promoción y primeros proyectos piloto en electromovilidad. A mediano plazo, por otro lado, será necesario analizar detalladamente las medidas que se implementarán a medida que los vehículos eléctricos aumenten su participación en el parque automotor.
- El refuerzo de la red es una inversión que se requiere para integrar vehículos eléctricos sin empeorar la calidad del suministro.
- Se deben generar incentivos para promover la carga de los vehículos eléctricos en la noche, después de la hora punta. De esa forma se aumentará la cantidad de vehículos que se pueden integrar a la red y permitirá aprovechar la infraestructura existente sin inversión en medidas de reforzamiento.
- Frente a ello, la solución más sencilla, económica y rápida de implementar son los temporizadores, la cual debe estar acompañada de señales adecuadas de precios que incentiven la recarga en ese periodo de tiempo. Esto es particularmente necesario para el caso de la carga de vehículos eléctricos livianos.
- Para la carga de mototaxis eléctricos es más económico instalar sistemas fotovoltaicos con baterías en el predio del usuario, que invertir en el reforzamiento de la red, puesto que esto último provocaría un aumento importante en la tarifa. Esta medida permite una mayor integración de mototaxis eléctricos, y tendría un efecto importante en la reducción de los GEI, particularmente en zonas con generación térmica a Diesel.
- La electrificación del transporte público es posible. Para ello, se debe tener en consideración que la ubicación de los terminales de carga sea próxima a subestaciones y con suficiente capacidad. Asimismo, con los incentivos necesarios, una planta solar próxima a la subestación podría no solamente hacer viable la carga de la flota de buses eléctricos si no que, adicionalmente, permitirá descarbonizar aún más el transporte.



4

El desarrollo de capacidades para la transformación de las Empresas de Distribución Eléctrica (EDEs) hacia las Smart Grid

El concepto de Smart Grid reside en adicionar a la infraestructura eléctrica actual, las potencialidades tecnológicas de la electrónica, comunicación y computación, logrando establecer un flujo bidireccional entre los equipos instalados en la zona de red del usuario y las empresas prestadoras del servicio de electricidad.

En ese sentido, las Smart Grid se caracterizan por el uso amplio de tecnologías de la información y la comunicación en toda la cadena de valor del sector eléctrico, lo que se traduce en una transformación digital hacia una nueva red más descentralizada y observable, gestionable, inteligente, segura, confiable, con menor impacto ambiental y que permite habilitar nuevos modelos de negocio.

Sin embargo, emprender el proceso de transición hacia las Smart Grid requiere una gran cantidad de conocimientos y habilidades específicas en diferentes áreas, por lo que es necesario que el capital humano de las EDEs esté preparado para enfrentar esta transformación y aprovechar al máximo las oportunidades que ofrece la transformación digital de la empresa en el rol de operador activo de la red. Y esto debido a que la implementación de las Smart Grid implica, entre otros aspectos:

- Desplegar tecnologías avanzadas en campo e integrarlas en los sistemas de información de la empresa;
- Cambios en los procesos operativos, como el monitoreo y control de la red en tiempo real, la integración de fuentes de energía renovable y la interacción con los consumidores;
- Mayor flexibilidad en la gestión de la energía, lo que requiere una mayor capacitación en áreas como la planificación y el control de la red;
- Mayor énfasis en la seguridad, tanto física como informática, por lo que es necesario capacitar al personal en estas áreas

para garantizar la seguridad de los sistemas y la protección de la información confidencial;

- Análisis de grandes volúmenes de datos y toma de decisiones para optimizar la operación de la red, la gestión de los activos y soportar nuevos modelos de negocio.

Por otro lado, se tiene el hecho de que las tecnologías basadas en Smart Grid están en constante evolución, con fabricantes que continuamente están innovando, desarrollando pruebas de concepto y validando nuevas tecnologías y servicios con empresas de energía.

Esta situación obliga a que las EDEs consideren la capacitación y actualización continua de su personal, sobre todo si tenemos en cuenta la complejidad de la actividad de distribución de energía, la cual comprende una variedad de nuevas tecnologías e implica muchos desafíos para realizar las integraciones.

En ese sentido, desde el Proyecto Distribución Eléctrica 4.0, se viene desarrollando una estrategia de desarrollo de capacidades para que el personal de las EDEs pueda contar con los conocimientos y competencias profesionales que apoyen la futura implementación de tecnologías Smart Grid. Como parte de la estrategia, se ha preparado un programa de capacitación en redes inteligentes, que aborda desde los fundamentos de la transición energética en el sector distribución, la revisión del estado del arte de las tecnologías, la medición inteligente y la planificación eléctrica con los recursos energéticos distribuidos. Dicho programa se impartirá a través de la plataforma de aprendizaje digital Atingi, implementada por la *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH*.

Adicionalmente, y en colaboración con el Consejo de Administración de Recursos para la Capacitación en Electricidad (CARELEC), se ha desarrollado un diplomado para el desarrollo de competencias en planificación, implementación y monitoreo de proyectos con tecnología Smart Grid en la distribución eléctrica, con el que se espera contribuir a mejorar la calidad de los productos y procesos involucrados.

Por otro lado, y considerando las nuevas habilidades requeridas por el personal que conforma la fuerza laboral operativa en campo, se ha diseñado un curso de actualización que aborda principalmente la instalación, configuración y requerimiento de normas y estándares asociados a los medidores inteligentes, así como la instalación y requerimientos técnicos y operativos de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos.

De esta manera, a través de la estrategia de desarrollo de capacidades impulsada desde el Proyecto, se busca contribuir a preparar al capital humano de las EDEs de tal manera que promueva la transformación digital y oriente el futuro de las empresas.

OSCAR ELECTO VERA GARGUREVICH

Ministro de Energía y Minas

JAIME EULOGIO LUYO KUONG

Viceministro de Electricidad

JUAN ORLANDO COSSIO WILLIAMS

Director (d.t.) General de Eficiencia Energética

Equipo Responsable:

Claudia Espinoza

Coordinadora de Eficiencia Energética

Carlos Cervantes

Proyecto Distribución Eléctrica 4.0

Ana Moreno

Proyecto Distribución Eléctrica 4.0

Décima Edición - Lima - Enero de 2023

Este Boletín se realizó con el apoyo de la cooperación alemana para el desarrollo, implementada por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, a través del proyecto Distribución Eléctrica 4.0



PERÚ Ministerio de Energía y Minas



Implementada por **giz**
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit