

LA HOJA DE RUTA DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES (SMART GRIDS) EN LA DISTRIBUCIÓN

2023 -2030



OSCAR ELECTO VERA GARGUREVICH
Ministro de Energía y Minas

JAIME EULOGIO LUYO KUONG
Viceministro de Electricidad

JOSÉ NEIL MEZA SEGURA
Director General de la Dirección General de Eficiencia Energética

JUAN ANTONIO AGUILAR MOLINA
Director General de la Dirección General de Electricidad

EQUIPO DE TRABAJO

DGE: Cristobal Munguia, Javier Lucana, Alan Campos

DGEE: Claudia Espinoza, Luis Vilchez

GIZ: Ana Moreno, Percy Cueva, Jan Suckow, Freddy Garro, Carlos Cabezudo, Winer Zevallos

NIRAS IP: Carlos Cervantes, Rolf Sielfeld

METRUM: Eduardo Caicedo, Bayron Calvache

Este documento 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

Contenido

Presentación.....	4
Definiciones.....	5
Introducción.....	7
1. LOS COMPROMISOS INTERNACIONALES Y LAS POLÍTICAS NACIONALES.....	10
1.1. Los Objetivos de Desarrollo Sostenible alineados a la hoja de ruta de las redes eléctricas inteligentes en la distribución al 2030.....	11
1.2. La Política Energética Nacional al 2040.....	12
1.3. Política Nacional del Ambiente al 2030.....	12
1.4. Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional.....	12
1.5. Bienestar y calidad del servicio entregado al Usuario.....	13
2. LA MODERNIZACIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS EN EL PERÚ.....	15
2.1. Experiencias internacionales sobre redes inteligentes.....	16
2.2. El estado actual de la modernización de las redes eléctricas en el Perú.....	19
2.3. El Modelo arquitectural IEEE-2030.....	22
2.4. Las acciones de política y regulación para la transformación digital de las redes eléctricas.....	25
2.5. Las tecnologías SG desde la perspectiva del Smart Grid Maturity Model (SGMM) ..	26
3. LA HOJA DE RUTA REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES (SMART GRIDS) EN LA DISTRIBUCIÓN 2023 -2030.....	28
3.1. El Proceso de elaboración de la Hoja de Ruta de las Redes Eléctricas Inteligentes en la Distribución al 2030.....	29
3.2. Principios estratégicos de la Hoja de Ruta.....	30
3.3. La Hoja de Ruta.....	32
3.3.1. La visión.....	33
3.3.2. Los objetivos estratégicos.....	34
3.3.3. Las líneas de acción por objetivo estratégico.....	35
3.3.4. Las líneas de acción transversales.....	43
3.3.5. Matriz de la Hoja de Ruta de la red eléctrica inteligente en la Distribución al 2030.	49
Bibliografía.....	51

Presentación

El Perú se encuentra en un proceso de modernización del sistema eléctrico peruano de forma armónica, integral y con las señales económicas que permitan la migración ordenada del sistema eléctrico tradicional a uno más moderno a través del uso de tecnologías disruptivas como las redes eléctricas inteligentes y la incorporación de energías renovables no convencionales. Ello hará posible que los usuarios puedan contar con un servicio eléctrico con alta confiabilidad y les permitirá participar en forma activa a través de la gestión de sus propios consumos, entre otros.

La Hoja de Ruta de Redes Eléctricas Inteligentes en la Distribución 2023 - 2030 es el resultado de un esfuerzo participativo. Tiene como visión que al “2030 el país haya transitado hacia las redes eléctricas inteligentes, logrando un servicio competitivo, confiable y sostenible con la participación de la demanda y contribuir en la descarbonización del país”. Para alcanzarla, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), así como las empresas de distribución eléctrica públicas y privadas y otros actores del sector tiene varios desafíos importantes que resolver, tales como desarrollar las tarifas y nuevos modelos de negocio, incrementar los recursos energéticos distribuidos y servicios complementarios en la distribución eléctrica, desarrollar el talento humano y gestión del conocimiento para habilitar las redes eléctricas inteligentes, entre otros desafíos.

La Hoja de Ruta de Redes Eléctricas Inteligentes en la Distribución 2023 - 2030, es el primer paso en esta dirección, esta nos permite una mirada integral, así como la orientación para lograr que el Perú cuente con sector eléctrico moderno que responda a las metas nacionales en materia energética y de descarbonización.

Definiciones

- **Almacenamiento de energía:** Subproceso de la red eléctrica que permite almacenar y entregar energía eléctrica.
- **Calidad de la energía:** Subproceso de evaluación energética que determina las características técnicas de la energía entregada.
- **Calidad de suministro eléctrico:** Subproceso que incluye la calidad de la energía y la calidad de la prestación del servicio energético.
- **Cargas Flexibles:** Capacidad del usuario de gestionar su demanda.
- **Confiabilidad:** Capacidad de un sistema de energía para cumplir con su función de abastecimiento bajo condiciones fijas en un período específico de tiempo.
- **Distribución eléctrica/Sistema de Distribución:** Es aquel conjunto de instalaciones de entrega de energía eléctrica a los diferentes usuarios, comprende:
 - Subsistema de distribución primaria.
 - Subsistema de distribución secundaria.
 - Instalaciones de alumbrado público.
 - Conexiones - Punto de entrega.
- **Empresa de Distribución Eléctrica (EDE):** Titular de una concesión de distribución eléctrica dedicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica.
- **Empresa de Distribución Eléctrica Pública:** Empresa de Distribución Eléctrica bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE).
- **Generación eléctrica:** Subproceso de la cadena de abastecimiento que transforma las fuentes de energía en electricidad.
- **Interoperabilidad Smart Grid:** Capacidad de dos o más sistemas o productos para intercambiar información, y utilizar la información intercambiada, de forma segura, efectiva y con poco o ningún inconveniente para el usuario.
- **Hoja de ruta:** Plan que describe los pasos que la organización debe tomar para lograr resultados y objetivos. Para la International Energy Agency (IEA), “Roadmap” es un tipo especializado de plan estratégico que describe las actividades que una organización puede llevar a cabo en un plazo de tiempo determinado para alcanzar los objetivos y resultados establecidos, mientras que “Roadmapping” es un proceso evolutivo mediante el cual se crea la hoja de ruta, se implementa, se supervisa y se actualiza cuando es necesario.
- **Recursos Energéticos Distribuidos (DER, por sus siglas en inglés):** Recursos a pequeña escala que pueden ser gestionados de forma automática o manual, instalados cerca de los centros de consumo, conectados a la red de distribución, con posibilidad de inyectar energía, consumir energía o proveer servicios complementarios a la red de forma dinámica. Dentro de los DERs se incluyen la respuesta de la demanda, los vehículos eléctricos, la Generación

Distribuida, los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica y la Autogeneración a Pequeña y Gran Escala conectados a la red de distribución, entre otros¹.

- **Redes Eléctricas Inteligentes REI o Smart Grids:** Redes eléctricas que pueden integrar de forma inteligente y dinámica las acciones de todos los usuarios conectados a ellas; los que generan energía, los que la consumen o los que hacen ambas cosas, con el fin de suministrar electricidad de manera eficiente, sostenible, económica y segura. Las REI incorporan a su diseño tradicional la tecnología digital para facilitar el intercambio bidireccional de energía e información. Lo hacen gracias a Internet, tecnologías de la información y la comunicación, sistemas de control y aplicaciones informáticas y domóticas de la más puntera innovación. Así, la red eléctrica inteligente es capaz de dar respuesta a las necesidades de demanda de electricidad de los ciudadanos y a las potenciales incidencias que ocurran. Las REI son capaces de integrar instalaciones renovables de diverso tamaño y, gracias a su condición bidireccional, el usuario puede ser consumidor y productor: puede producir energía y venderla a usuarios industriales o comerciales².
- **Sistema de Medición Inteligente:** Sistema que usa tecnologías digitales de comunicación e información para administrar eficientemente la energía eléctrica.
- **Servicios Complementarios:** Servicios necesarios para asegurar el transporte de la electricidad desde la generación hasta la demanda en condiciones de calidad y fiabilidad.
- **Usuario:** Consumidor final de electricidad, localizados en el Perú.

¹ Ministerio de Minas y Energía, *Lineamientos de política de recursos energéticos distribuidos y areneras regulatorias* (Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía, 2021), 5.

² “Referente mundial en “Smart grids,” Smart Grids, Iberdrola, último acceso 1 diciembre del 2022, <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/smart-grids#:~:text=Las%20smarts%20grids%20son%20aquellas%20redes%20el%C3%A9ctricas%20que,electricidad%20de%20manera%20eficiente%2C%20sostenible%2C%20econ%C3%B3mica%20y%20segura>

Introducción

En América Latina y el Caribe (ALAC) el sector eléctrico enfrenta un cambio de paradigma, está transitando de las redes “convencionales” hacia las redes eléctricas inteligentes. Estas se caracterizan por el uso de tecnologías de la información y comunicación en toda la cadena de valor que se traduce en una transformación digital hacia una nueva red, en especial, del sector distribución eléctrica.

Las nuevas redes son descentralizadas, más gestionables e inteligentes, seguras, con nuevos modelos de negocios y menor impacto ambiental, con el objetivo de tener una economía descarbonizada y un suministro eléctrico confiable. Asimismo, la transición a las nuevas redes es un proceso sostenible e innovador, con el uso de energías renovables y tecnologías limpias y, sobre todo, orientado al empoderamiento del consumidor como el centro del nuevo paradigma.

En esa línea, las REI ofrecen a las Empresas de Distribución Eléctrica (EDE) una serie de oportunidades y desafíos para enfrentar en su proceso de transformación digital. Ello implica no solamente que estén preparadas para lidiar con la implementación de las nuevas tecnologías basadas en una red inteligente, sino también que se encuentren aptas para abordar los cambios que supone en sus procesos operativos e incluso a nivel de estructura organizacional, así como en su estrategia y en la nueva relación con sus clientes. Por ello es clave contar con un mapa de ruta hacia las REI³.

Países como México, Costa Rica o Colombia, han elaborado un plan de transición hacia redes eléctricas inteligentes a través de hojas de ruta. Estas hojas ayudan a los países a sincerar el estado actual de su red, crear una visión, resaltar las fortalezas del sistema, trazar objetivos, generar áreas de enfoque y establecer acciones y plazos.

El concepto de REI reside en la integración de un sistema inteligente que usa las Tecnologías de la Información y la Comunicación (TICs), su automatización y control. Esta tecnología puede participar en toda la cadena eléctrica: generación, almacenamiento, distribución y consumo. Además, esta tecnología deberá ser capaz de integrar los recursos de generación de energía no convencional, procesamiento de datos y analítica avanzada de la información.

En estos años, se han visto muchas ventajas de las REI, proporcionando una serie de beneficios al usuario – y al sistema eléctrico en general– como, por ejemplo: (i) mayor eficiencia, al permitir el uso optimizado de recursos, la reducción de las pérdidas en las redes de distribución y la reducción del pico de demanda, posibilitando un mejor uso de los activos de la red y la postergación de inversiones; (ii) reducir las emisiones, al posibilitar una mejor integración de la generación renovable y la gestión “activa” de las redes, permitiendo que su diseño se adapte a escenarios dinámicos, diferentes al tradicional basado en la máxima demanda; y (iii) mayor confiabilidad, asociada a la posibilidad de las redes eléctricas inteligentes de reconfigurarse automáticamente en respuesta a fallas o condiciones operativas particulares en algunas zonas o circuitos de la red.

Las nuevas tecnologías que se aplican en redes eléctricas inteligentes brindan la oportunidad de modernizar el sector electricidad, ofrecer nuevos y mejores servicios para empoderar al cliente, y

³ International Energy Agency (IEA). *Smart Grid in Distribution Networks – Roadmap Development and Implementation*. (Francia: IEA, 2015). <https://iea.blob.core.windows.net/assets/bd93b532-0f22-4b7c-977f-eefe735b9f82/TechnologyRoadmapHow2GuideforSmartGridsinDistributionNetworks.pdf>

también garantizar la seguridad y la calidad de suministro. Asimismo, proporcionan al país una red flexible, sostenible y segura, que satisface la demanda de los ciudadanos.

Figura N° 1: Representación de una red eléctrica inteligente



Fuente: Electric Power Research Institute. 2011

Perú, siendo uno de los países más poblados de la región se encuentra en fase de planificación estratégica de las Redes Eléctricas Inteligentes. El objetivo final es realizar una transformación de las redes que beneficie a la sociedad, al salvaguardar la seguridad del suministro eléctrico a precios competitivos y justos, y con participación de la demanda en la descarbonización del país.

Respecto a los avances de las normativas sobre las redes eléctricas inteligentes en el Perú, las iniciativas hacia esta transición nacen en el 2010, cuando se presentó en el Congreso de la República el Proyecto de Ley N° 4335, ley que promueve el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes. Dicho Proyecto de Ley buscaba una mayor eficiencia del sistema eléctrico, mejorar el monitoreo y el control del consumo eficiente de electricidad, y contribuir a una mayor utilización de energías renovables y generación distribuida.

También, mediante el Decreto Legislativo N° 1221, se modificaron diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) con el objetivo de garantizar la ampliación efectiva de la frontera eléctrica en el ámbito nacional, y el suministro de energía eléctrica con estándares de calidad y seguridad, manteniendo la sostenibilidad del mercado eléctrico. Se incorporó en el Valor Agregado de Distribución (VAD) los Proyectos de Innovación Tecnológica y Eficiencia Energética (PITEC) que contribuyen a mejorar la eficiencia, la seguridad y/o la calidad del servicio prestado, así como los proyectos de mejora de calidad de suministro (MCS) y el plan gradual de reemplazo de medidores a sistemas de medición inteligente (SMI).

El Artículo N° 1 de dicho Decreto Legislativo, propone modificaciones a los artículos anteriores, como el Artículo N° 64 de la LCE, en donde en adición al Valor Agregado de Distribución (VAD), se incorpora un cargo asociado a la innovación tecnológica en los sistemas de distribución, cuyo límite es el 1% de los ingresos registrados por cada empresa distribuidora en el año anterior a la fijación tarifaria.

Este cargo tiene como objetivo el desarrollo de proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética, los cuales deberán ser propuestos y sustentados por las empresas y aprobados por

OSINERGMIN. Dentro de la regulación tarifaria 2018-2022 y 2019-2023, OSINERGMIN aprobó los proyectos piloto para la instalación de medidores inteligentes para diversas Empresas de Distribución Eléctrica.

Por otra parte, las EDE han empezado a implementar sus proyectos piloto de innovación de medidores inteligentes, pilotos de automatización de los sistemas de maniobra y protección en las redes de distribución, así como pilotos de telegestión del alumbrado público. Respecto al aspecto normativo que facilita la electromovilidad, se publicó el Decreto Supremo N° 022-2020-EM que aprueba disposiciones sobre la infraestructura de carga y abastecimiento de energía eléctrica para la movilidad eléctrica y también dispone la aprobación de la reglamentación de la infraestructura de carga para la movilidad eléctrica.

El Ministerio de Energía y Minas viene elaborando una propuesta de marco conceptual de la reforma del subsector eléctrico. En el eje 3 del Libro Blanco “Innovación en la distribución y la comercialización minorista” propone las reformas necesarias para la modernización del sistema eléctrico peruano en cuatro aspectos: marco institucional, mercado mayorista, innovación en la distribución y la comercialización minorista y mejora de la transmisión eléctrica.

Asimismo, el Libro Blanco aborda la reestructuración de la actividad de distribución, donde la descentralización es el elemento clave de la transición energética. En ese sentido, existe la necesidad de redefinir el papel de las EDE como facilitador neutral para introducir los Recursos Energéticos Distribuidos (DERs por su sigla en inglés) en la operación de la red de manera activa y eficiente para lograr flexibilidad en el sistema eléctrico, además de proponer la desagregación de la distribución y el comercio minorista.

Otro aspecto importante es el cambio del modelo regulatorio actual, que propone una remuneración por bloques de construcción (CAPEX + OPEX) con un mecanismo de tope de ingresos, que fije una base de activos regulatorios y que sustente con un plan de inversiones a las nuevas instalaciones e infraestructuras. De allí la importancia de superar barreras de acceso a financiamiento a largo plazo que tienen actualmente las EDE públicas, tal como se manifiesta en los ejes 1 y 4 del Libro Blanco. Otro punto relevante que propone este documento es el rediseño de las tarifas, ya que existen características dentro de la metodología de asignación de costos en la tarifa que no permiten enviar señales eficientes a los consumidores.

1.

LOS COMPROMISOS INTERNACIONALES
Y LAS POLÍTICAS NACIONALES

1.1. Los Objetivos de Desarrollo Sostenible alineados a la hoja de ruta de las redes eléctricas inteligentes en la distribución al 2030.

El Marco de Cooperación (MC) de las Naciones Unidas para el Desarrollo Sostenible de Perú fue firmado en setiembre del 2021 y establece el compromiso colectivo del gobierno para el periodo del 2022 al 2026. Dentro de este MC, un sistema de red eléctrica inteligente aporta de la siguiente manera:

 <p>7 ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE</p>	<p>Generar energía no contaminante</p> <p>Las REI garantizan un acceso fiable a fuentes energéticas modernas como la electricidad, facilitando la integración óptima de las energías renovables y un suministro eléctrico de calidad superior al actual, y de esta manera, ayuda a tener una economía descarbonizada</p>
 <p>8 TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO</p>	<p>Promover el crecimiento económico, el empleo y el trabajo</p> <p>La implementación de las REI permitirá generar puestos de trabajo alrededor de las nuevas tecnologías, migrando de labores tradicionales hacia actividades más especializadas, rentables y formales.</p>
 <p>9 INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA</p>	<p>Crear infraestructura y promover la industria e innovación</p> <p>Para tener una red basada en REI, se requiere hacer adaptaciones, mejoras y ampliaciones a la infraestructura energética del país, incluyendo a servicios conexos como las telecomunicaciones e informática. Esto generará nuevos modelos de negocio para promover la industria e innovación, incluyendo.</p>
 <p>11 CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES</p>	<p>Crear comunidades sostenibles</p> <p>Con las REI se potencia la gestión de la demanda de energía, haciendo posible una mayor inclusión o participación de los ciudadanos en la sostenibilidad de servicio energético.</p>
 <p>12 PRODUCCIÓN Y CONSUMO RESPONSABLES</p>	<p>Consumo eficiente de los recursos</p> <p>La Redes Eléctricas Inteligentes facilitan hacer un consumo responsable y uso eficiente de los recursos energéticos del país, al automatizar el balance de carga eléctrica entre la demanda y la disponibilidad de oferta proveniente de diversas fuentes de producción de electricidad, con énfasis en las energías renovables de comportamiento variable como la eólica y solar, y que cuenta con alto potencial energético en el país.</p>
 <p>13 ACCIÓN POR EL CLIMA</p>	<p>Medidas para combatir el cambio climático</p> <p>Dado que las Redes Eléctricas Inteligentes facilitan una mayor integración de las energías renovables, contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y lucha contra el cambio climático.</p>

1.2. La Política Energética Nacional al 2040

La Política Energética Nacional fue aprobada el 24 de noviembre de 2010 y consta de 9 objetivos de política. Dado las ventajas de las Redes Eléctricas Inteligentes, seis objetivos están vinculadas a ella, y son:

- Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética.
- Contar con un abastecimiento energético competitivo.
- Contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía.
- Lograr la autosuficiencia en la producción de energéticos.
- Desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de Desarrollo Sostenible.
- Lograr el fortalecimiento de la institucionalidad del sector energético.

1.3. Política Nacional del Ambiente al 2030

La Política Nacional del Ambiente (PNA) al 2030 busca mitigar el impacto en el bienestar de la población debido a la afectación de los medios de vida donde desarrollan sus actividades económicas como consecuencia del incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero, los cuales son producto del uso indiscriminado de combustibles fósiles, entre otras cosas. Asimismo, considera la afectación en la salud y bienestar de las personas por la contaminación del aire, las emergencias y los desastres relacionados directamente con el cambio climático.

Dentro de los objetivos prioritarios (OP) relacionados con las REI se tiene el OP7: Mejorar el desempeño ambiental de las cadenas productivas de consumo de bienes y servicios, aplicando la economía circular y el OP8: Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Por este motivo una de las soluciones es el incremento de los procesos productivos ecoeficientes y sostenibles de bienes y servicios, con el uso de tecnologías eficientes y bajos en carbono, como es el caso de la actividad de distribución con las REI.

Las REI promueven el mayor uso de energías renovables como alternativas económicamente competitivas y técnicamente fiables para su aprovechamiento en la actividad de distribución, reduciendo la dependencia energética, promoviendo el desarrollo local y cuidando el ambiente. Asimismo, las tecnologías relacionadas con las REI contribuyen a la reducción de pérdidas eléctricas en la distribución, generando ahorros en los usuarios finales y conservando más tiempo las reservas energéticas del país, lo cual contribuye a la reducción de emisiones de GEI.

Las REI contribuyen con una mayor participación de las energías renovables en la matriz eléctrica nacional, la mejora del ratio de Intensidad Energética Nacional, así como a la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero.

1.4. Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional

El año 2016, el Estado Peruano creó el Grupo de Trabajo Multisectorial de naturaleza temporal encargado de generar información técnica para orientar la implementación de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (GTM-NDC), el cual tuvo un mandato con una duración total de 21 meses. Asimismo, de acuerdo con el Reporte de Actualización de las NDC presentado en diciembre de 2020 a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), el gobierno peruano se ha comprometido a que las emisiones de gases de efecto invernadero alcancen un nivel máximo de 179 MtCO₂eq en el año 2030 como parte de sus NDC en mitigación.

Dentro de las 18 medidas en el sector de la energía, se han propuesto medidas de mitigación relacionadas a la combinación de energías renovables, suministro RER en sistemas aislados (microrredes), generación distribuida, electromovilidad, cogeneración y tecnologías más eficientes (lámparas LED en alumbrado público), u otras que se propongan por parte del sector, las cuales tienen dentro de su alcance a varios actores como las empresas públicas que es el caso de las EDE.

Las medidas NDC relacionadas con la distribución son:

NDC E01 Combinación de energías renovables: Propone aumentar la participación de los Recursos Energéticos Renovables (RER) en la matriz energética nacional al 2030, reduciendo la proporción de la energía producida en base a la quema de combustibles fósiles.

NDC E02 Suministro de electricidad con recursos energéticos renovables en áreas no conectadas a la red: Plantea llevar el servicio de electricidad a usuarios ubicados en áreas no conectadas a la red eléctrica, utilizando como fuente de generación los RER. Para ello, propone el desarrollo de proyectos basados en la energía solar fotovoltaica, impulsada prioritariamente para atender las necesidades básicas de energía en zonas aisladas, rurales y de frontera. También la instalación de paneles solares domésticos y comunales para dotar de suministro eléctrico a viviendas, locales comunales e instituciones públicas, según sea el caso.

NDC E04 Reemplazo de lámparas de alumbrado público de vapor de sodio de alta presión (VSAP) por lámparas LED: Propone la implementación de lámparas de alta eficiencia en el alumbrado público para ahorrar energía y contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Esta medida diseña e implementa un programa que promueva e impulse el uso de tecnología LED en el alumbrado público. Su finalidad es mejorar dicho servicio y aumentar el interés de las Empresas de Distribución Eléctrica (EDE) para reemplazar luminarias ineficientes por luminarias LED.

NDC E15 Promoción de vehículos eléctricos a nivel nacional: Propone reemplazar la matriz energética utilizada en el transporte (gasolina, diésel, gas licuado de petróleo y gas natural vehicular) por vehículos eléctricos. De esta forma se promueve el uso de tecnologías limpias para el transporte terrestre y se minimiza el impacto en el ambiente.

NDC E17 Generación Distribuida: La medida abarca toda instalación de generación eléctrica que inyecte energía a la red eléctrica conectada a la Red de Distribución de Media Tensión o Baja Tensión. La potencia máxima de generación será establecida por el Reglamento de Generación Distribuida considerando la base normativa establecida en la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica y el Decreto Legislativo N° 1221, Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú.

NDC E18 Cogeneración: Propone la promoción y desarrollo de una tecnología que mejore la eficiencia energética y reduzca el consumo de combustible mediante la producción combinada de energía eléctrica y calor útil, es decir: centrales de cogeneración.

1.5. Bienestar y calidad del servicio entregado al Usuario

La aplicación de la tecnología de las redes eléctricas inteligentes está orientada a aportar satisfacción, bienestar y calidad de servicio al usuario del servicio público de electricidad, entregando dicho servicio a precios competitivos, garantizando confiabilidad, calidad y predictibilidad, aplicando la ciencia,

tecnología y ética para la salvaguarda de la información del usuario y de todas las empresas que integran la red eléctrica inteligente.

2.

LA MODERNIZACIÓN DE LAS REDES
ELÉCTRICAS EN EL PERÚ

2.1. Experiencias internacionales sobre redes inteligentes

Las REI o Smart Grid siempre han estado asociadas a los sistemas eléctricos de alta tensión; sin embargo, en la distribución se inició su implementación como consecuencia de observarse una escasa inversión en desarrollo, mejora y renovación de las instalaciones, siendo los primeros promotores el DOE de USA^{4,5}, en el año 2003 y luego Europa en el año 2010 como parte de la “Energía 2020: Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura”⁶ que planteaba una energía competitiva, sostenible y segura y que consideraba, entre otros, los siguientes objetivos⁷:

- Introducir el almacenamiento de energía.
- Aplicar la electrónica de potencia y alcanzar un sistema de distribución con controles inteligentes y recursos distribuidos.
- Lograr un sistema energéticamente eficiente.
- Construir un mercado integrado de energía.
- Dar poder al consumidor y alcanzar el mayor nivel de seguridad.
- Alcanzar un liderazgo en innovación y tecnologías energéticas.

En ese sentido, la actividad de distribución tiene retos particulares que hacen imprescindible su preparación, a partir de su visión de la REI en su mercado, basada en investigación, desarrollo y demostración a escala de las nuevas tecnologías que permitan alcanzar un control en tiempo real del sistema.

Para alcanzar el nivel de REI las redes eléctricas actuales, que corresponden a un sistema energético en operación, deben evolucionar para mejorar su eficiencia, la seguridad para incorporar energías alternativas, y que esta infraestructura permita el uso masivo de autos eléctricos, además de fomentar la competitividad⁸ y el uso responsable de energía de parte de los consumidores.

A continuación, se presentan algunas experiencias internacionales de países que han elaborado estrategias u hojas de ruta que orientan la transición hacia las redes inteligentes⁹ o digitalización de la red eléctrica.

⁴ Departamento de Energía de los Estados Unidos, "2003 U.S. Department of Energy Strategic Plan: Protecting National, Energy, and Economic Security with Advanced Science and Technology and Ensuring Environmental Cleanup," *Departamento de Energía de los Estados Unidos*, 30 de septiembre del 2003. <https://www.osti.gov/servlets/purl/1082504> .

⁵ Departamento de Energía de los Estados Unidos, "Grid 2030: A National Vision for Electricity's Second 100 Years," *Departamento de Energía de los Estados Unidos*, julio del 2003. <https://globaltrends.thedialogue.org/wp-content/uploads/2014/12/20050608125055-grid-2030.pdf>

⁶ Comisión Europea, "Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Region: Energy 2020-A strategy for competitive, sustainable and secure energy," *Comisión Europea*, 10 de noviembre del 2010. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52010DC0639>

⁷ Antonio Colmenar S. et al., *Generación Distribuida, Autoconsumo y Redes Inteligentes* (España: UNED,2016)

⁸ Osinergmin, *La Industria de la Electricidad en el Perú* (Perú: Osinergmin, 2016) <https://sepse.go.cr/wp-content/uploads/2021/08/ENREI-FINAL.pdf>

⁹ Secretaría de Planificación del Subsector energía (SEPSE) y Ministerio de Ambiente y Energía (MNAE), *Estrategia Nacional de Redes Inteligentes 2021-2031* (Costa Rica: SEPSE y MNAE, 2021) https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25años.pdf

La experiencia de Colombia

Colombia, en el 2016 elaboró su “Smart Grids Colombia Visión 2030 - Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia”. La visión tuvo como base diferentes estudios de viabilidad técnica y económica sobre las diversas tecnologías que componen una red inteligente. El estudio identificó las tecnologías que brindan una mejor calidad del servicio y beneficios sociales a los ciudadanos colombianos.

Las tecnologías identificadas fueron medidores inteligentes, automatización de la red de distribución, recursos de energía distribuidos y vehículos eléctricos, además de las fases para su implementación. Asimismo, se plantearon una serie de propuestas de cambios regulatorios en el diseño tarifario, por ejemplo, cambiar el diseño tarifario (introduciendo tarifas con una mayor granularidad temporal). Asimismo, un despliegue de los medidores inteligentes, modificar la planificación de las redes y la remuneración de los distribuidores, así como la creación de plataformas distribuidas para la adquisición de servicios de los nuevos agentes

La experiencia de Costa Rica

Costa Rica elaboró la Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes (ENREI). Está organizada en tres ejes estratégicos que contienen las orientaciones necesarias para alcanzar los beneficios que ofrece esta innovación tecnológica al sector eléctrico. Los ejes sobre los cuales se fundamenta la estrategia y se establecen las distintas acciones del plan son los siguientes:

Eje No 1. Confiabilidad y calidad del servicio eléctrico: Establece acciones para alcanzar una mayor eficiencia, calidad y confiabilidad del servicio eléctrico, por medio de la digitalización y automatización de las redes eléctricas logrando a su vez un sector cada vez más competitivo y transparente.

Eje No. 2. Matriz energética renovable: Busca operar de forma integrada los recursos de las plantas de generación renovable variable de gran escala y los recursos distribuidos para lograr una matriz eléctrica diversificada y reducir el uso de derivados de petróleo.

Eje No. 3. Eficiencia energética y gestión de la demanda: Busca incentivar la participación de los usuarios en su propia gestión energética, además de generar beneficios para el sistema eléctrico mediante la mejora de los factores de carga y aumentos en la recaudación con el uso de las redes inteligentes.

Además, la ENREI se complementa con dos ejes transversales enfocados al desarrollo de las capacidades en términos de formación técnica y profesional, así como a la participación de la academia y del sector privado en acciones de investigación involucrando a las instituciones del sector eléctrico para fomentar la innovación que se requiere.

La experiencia de Sudáfrica

La visión para digitalizar el sistema eléctrico de Sudáfrica tiene como objetivos: i) la mejora de la continuidad y calidad de las redes (alcanzar el 80% de satisfacción por parte

de los consumidores) y la reducción de las pérdidas, ii) el aumento de la elasticidad de la demanda (reducir la demanda de punta en un 20%) y iii) integrar de manera eficiente los nuevos recursos distribuidos (con un objetivo de penetración de la generación distribuida del 8%). Busca un despliegue de los medidores inteligentes para los usuarios con consumos inferiores a 1 000 MWh por mes. El despliegue tiene como objetivo la aplicación de tarifas más eficientes, con señales de mayor granularidad temporal; además de gestionar tarifas sociales

Asimismo, se plantean una operación avanzada de las redes de distribución. A través de un proceso de automatización que permita la activación automática de medidas de estabilización o la gestión en remoto, promoviendo la instalación de sensores en toda la red y sistemas avanzados de detección de averías. Además del impulso de proyectos de micredes, capaces de funcionar en modalidad aislada en caso de una desconexión repentina del sistema de distribución.

La experiencia de México

A partir del año 2013, se inició el proceso de reforma energética. En el sector eléctrico, las actividades de generación y comercialización dejan de estar a cargo del Estado. Se transita de un monopolio estatal a un mercado abierto. En ese entonces, la Ley de la Industria Eléctrica plantea como premisa fundamental que el despliegue de las REI deberá de contribuir a mejorar la eficiencia, confiabilidad, calidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional con la incorporación de tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otras, que facilite el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución, permitiendo la integración de las fuentes de energías limpias y renovables. La Comisión Reguladora de Energía (CRE) desarrolló una Hoja de Ruta enfocada a definir la regulación necesaria en este nuevo ambiente tecnológico. La CRE inició la conceptualización y formulación del proyecto denominado Mapa de Ruta Regulatorio para la Implementación de las REI en México. Como resultado de este Mapa de Ruta, se identificaron 91 recomendaciones específicas, las cuales consideran los siguientes temas: 1. Política Pública; 2. Energías Renovables; 3. Operación del Sistema; 4. Regulación; 5. Eficiencia y Planeación en las Redes de Distribución, e 6. Inclusión del Consumidor. De acuerdo con la Ley de Transición Energética, el Programa de Redes Eléctricas Inteligentes (visión 2019-2020), tiene como objetivo apoyar la modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, para mantener una infraestructura confiable y segura que satisfaga la demanda eléctrica de manera económicamente eficiente y sustentable, y que facilite la incorporación de nuevas tecnologías que promuevan la reducción de costos del sector eléctrico, la provisión de servicios adicionales a través de sus redes, de la Energía Limpia y la Generación Limpia Distribuida, permitiendo una mayor interacción entre los dispositivos de los Usuarios Finales y el sistema eléctrico.¹⁰

¹⁰ Edmundo Gil Borja, "Redes Eléctricas Inteligentes en México" (comunicación presentada en Seminario para el Desarrollo de las Redes Inteligentes, Chile, 09 de marzo del 2015), https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=http%3A%2F%2Fwww.oas.org%2Fes%2Fsed%2Fdsd%2Fenergia%2FECPA%2FMexico_REI_09_03_2015_Def.ppt&wdOrigin=BROWSELINK

2.2. El estado actual de la modernización de las redes eléctricas en el Perú.

Las EDEs en el Perú están desarrollando los primeros pasos para su transformación digital, implementando proyectos piloto basados en tecnologías de redes eléctricas inteligentes como la telegestión del alumbrado público y la automatización de las redes de distribución a través de diferentes dispositivos electrónicos e inteligentes como son los seccionadores y reconectores, entre otros, el uso de sistemas de analítica avanzada para la predictibilidad de fallos en activos eléctricos críticos; así como pilotos de sistemas de medición inteligente en puntos de compra, alimentadores MT, subestaciones de distribución y, recientemente, en usuarios(as) del sector residencial.

Dichos proyectos, han sido posibles en gran medida por el Decreto Legislativo 1221, que permitió establecer cargos adicionales al Valor Agregado de Distribución (VAD) para financiar proyectos de innovación tecnológica y eficiencia energética para mejorar la calidad de suministro. Además, el VAD consideró incorporar un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente (SMI) acotado al 1% del parque de medidores de las EDEs.

Asimismo, a finales de 2020, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) inició el proceso de elaboración del Libro Blanco que establece las propuestas de reformas para la modernización del sistema eléctrico peruano y, específicamente para el sector distribución eléctrica, una serie de cambios como la incorporación de los recursos energéticos distribuidos, una nueva regulación y un nuevo diseño del mercado minorista.^{11 12 13}

En ese sentido, en el país se dan una serie de oportunidades y desafíos para que las EDEs enfrenten su proceso de transformación digital lo que implica, no solamente estar preparadas para lidiar con la implementación de las nuevas tecnologías basadas en red inteligente, sino también para abordar los cambios que supone en sus procesos operativos e incluso a nivel de estructura organizacional, estrategia y la relación con sus clientes. Estas transformaciones suponen una gran cantidad de datos que se gestionan y almacenan para la toma de decisiones y la eficiencia de los procesos, lo que implica un reto en el sector eléctrico para la gestión y análisis de datos y la necesidad de implementar una plataforma que unifique la data y permita la interoperabilidad entre sistemas.

El Proyecto Distribución Eléctrica 4.0 ejecutado por el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Eficiencia Energética, con el apoyo de la cooperación alemana para el desarrollo, implementada por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, en un trabajo colaborativo con un grupo de expertos aplicó el Smart Grid Maturity Model (SGMM) con el fin de calificar el estado de avance en la modernización de las redes eléctricas de distribución del Perú, considerando como punto de partida la situación actual del sector eléctrico del país, la regulación nacional e internacional, los estándares y los resultados del Libro Blanco.

Este modelo permitió analizar de una manera sistemática las capacidades, desarrollos y avances de las empresas de distribución, proporciona un marco de referencia para entender el estado actual de los desarrollos *de las REI* y los retos que implica la modernización y digitalización de la red eléctrica.

¹¹ Ministerio de Energía y Minas (MINEM). “Especificaciones de la Asesoría para formular los Términos de Referencia del Grupo Consultor que preparará el Libro Blanco de la reforma encargada a la CRSE,” *MINEM*, 06 abril del 2020. <https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Especificaciones%20Asesoría%20-%20Elaboracion%20dR%20del%20Libro%20Blanco-Reforma%20Sector%20Electrico%20Peru.pdf>

¹² Ministerio de Energía y Minas (MINEM). “Términos de Referencia. Consultoría Elaboración del Libro Blanco para la Reforma hacia la Modernización del Sector Eléctrico Peruano,” *MINEM*, julio 2020. <https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/200802%20ToR%20Libro%20Blanco%20SE.pdf>

¹³ Ministerio de Energía y Minas del Perú, “KICK OFF MEETING: Elaboración del Libro Blanco para la modernización del sector eléctrico peruano”, vídeo de Youtube, 40:06, publicado el 18 de diciembre del 2020, <https://www.youtube.com/watch?v=J0aMZpaL8oo>

El SGMM es una herramienta de gestión que ayuda a las EDEs a resolver las preguntas planteadas y planificar sus pasos hacia la red eléctrica inteligente, priorizar sus estrategias y acciones, así como medir los progresos de cada EDE en su camino hacia la implementación de redes eléctricas inteligentes.

El modelo consta de ocho (8) agrupaciones lógicas de capacidades y características de redes eléctricas inteligentes denominados dominios (ver tabla 1). Dichos dominios, a su vez, contienen cinco (5) niveles jerárquicos de madurez—desde el nivel de inicialización hasta el de liderazgo, a través de los cuales será posible medir el “nivel de madurez” que se ha alcanzado, y, por ende, establecer un plan para tomar decisiones estratégicas de mejora priorizadas para el futuro por la EDE.

Tabla N° 1: Dominios del El Smart Grid Maturity Model (SGMM)

DOMINIO DE PERSONAS Y TECNOLOGÍAS	DOMINIO DE PROCESOS
<p>Estrategia, Gestión, y Regulación (SMR) Establece los procedimientos internos de funcionamiento y gobierno de la organización y fomenta las relaciones de apoyo con los grupos responsables de implementar la visión y la estrategia.</p>	<p>Tecnología (TECH) Se centra en la utilización de tecnologías de la información (TI) que sirve como base para el desarrollo y apoyo a los servicios que pueden abrir nuevos mercados.</p>
<p>Organización y Estructura (OS) Representa las capacidades y características que permiten a una organización para planificar y operar con el fin de lograr una red inteligente en su lugar.</p>	<p>Consumidores (CUST) Representa las capacidades de la organización y las características que permiten la participación del cliente hacia el logro de los beneficios de la transformación de redes inteligentes. La participación puede ser pasiva o activa.</p>
<p>Operaciones de red (GO) Son las prácticas funcionales que apoyan las operaciones de la red eléctrica fiable, segura y eficiente.</p>	<p>La Integración de Cadena de Valor (VCI) Exhibe la utilidad del potencial para avanzar en la consecución de los objetivos fijados para aprovechar con éxito las iniciativas de red inteligente mediante la integración de los diferentes departamentos con la producción y suministro de la demanda de energía.</p>
<p>Gestión de Activos y Trabajo (WAM) Representa las capacidades de la organización en la gestión de activos y personal</p>	<p>Sociedad y Medio Ambiente (SE) Representa las capacidades de la organización y las características que contribuyen a alcanzar las metas sociales asociadas con la confiabilidad y la seguridad de la infraestructura de la red eléctrica, el tipo de fuentes de energía empleada y el impacto del medio ambiente y calidad de vida.</p>

Los resultados obtenidos al aplicar el SGMM (ver tabla N° 2) se observa que la implantación de las redes eléctricas inteligentes está esencialmente en el nivel de iniciación, con un grado de desarrollo

general del 0,13. Los dominios SMR y OS muestran que el país está dando los primeros pasos en lo estratégico, organizacional y regulatorio con el fin de atender los nuevos retos asociados a la transformación digital de las redes eléctricas; en este proceso, el Libro Blanco juega un papel importante al definir líneas de trabajo y estrategias para su desarrollo.

Se observa que la operación de la red es confiable pero fuertemente ligada a los procesos tradicionales y que, se requiere dar pasos ingentes para asegurar sensorización de amplia cobertura, su observabilidad a través de nuevas herramientas de gestión de los sistemas de distribución y emprender acciones de automatización de las redes y subestaciones de potencia.

El bajo resultado obtenido en WAM está acorde con el observado en otras empresas del mundo, se puede considerar que es una situación normal y comprensible pero que debe llamar poderosamente la atención, pues una gran oportunidad de futuro para las EDEs es el poder gestionar sus activos y fuerza laboral usando datos y eventos que provengan de la red.

En el dominio TECH se nota unas empresas preocupadas por estar al día, dentro de sus presupuestos, con las nuevas tendencias tecnológicas y la principal recomendación es alinear lo existente y futuras inversiones con una Arquitectura Empresarial que esté al servicio de los procesos que hacen parte de la cadena de valor del sector, incluyendo las nuevas tendencias de generación distribuida, demanda flexible y clientes activos. Este ejercicio muestra la importancia de mirar de frente a los clientes, de conocerlos mucho mejor a través de una medición en períodos intra-diarios, conocer sus consumos, ser conscientes del nuevo rol de cliente activo y flexible con el fin de responder con nuevas opciones de servicios en la cadena de valor.

Finalmente, es muy importante resaltar cómo la regulación del país y las acciones que se están llevando a cabo evidencian unas empresas comprometidas en mayor medida con los retos ambientales y sociales. El dominio SE es uno de los que mayor crecimiento vislumbra a futuro y le permitirá al país cumplir con los retos impuestos por el mundo desde la perspectiva del cuidado de nuestro planeta.

Tabla N° 2: Resultados de madurez por dominios

DOMINIOS	NIVEL DE MADUREZ ACTUAL
SMR: Estrategia, Administración y Regulación	0,26
OS: Estructura Organizacional	0,17
GO: Operaciones de la Red Eléctrica	0,02
WAM: Gestión de Personal y Activos	0,01
TECH: Infraestructura Tecnológica	0,10
CUST: Clientes	0,11
VCI: Cadena de Valor Empresarial	0,15
SE: Sociedad y Medio Ambiente	0,22
Promedio Nivel de Madurez General	0,13

Fuente: elaboración propia

2.3. El Modelo arquitectural IEEE-2030

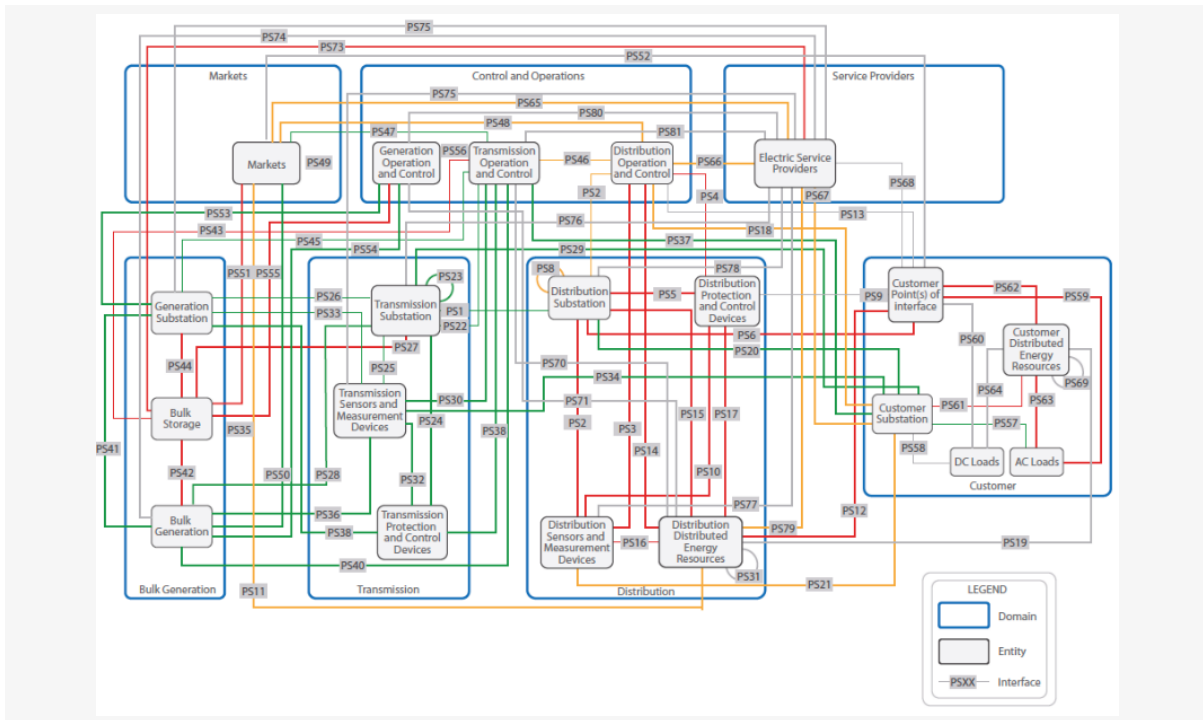
Uno de los principales retos a los que se enfrenta el sector eléctrico en este proceso de digitalización de sus redes es el de la interoperabilidad entendida como la capacidad que se debe desarrollar en las redes eléctricas inteligentes, para intercambiar información con el mínimo esfuerzo humano para facilitar supervisión, control y optimización de la red.

El modelo arquitectural IEEE 2030 plantea la futura red Inteligente interoperable como un gran y complejo "Sistema de Sistemas" y proporciona lineamientos que permiten identificar las diferentes opciones de implementación de casos de uso sobre la red eléctrica inteligente a través del sistema de potencia, las cargas y las aplicaciones de uso final. Esta propuesta de arquitectura plantea las bases y directrices para estructurar una plataforma que permita integrar y soportar las diferentes aplicaciones de las REI a implementar en el país, tales como infraestructura de medición avanzada (AMI), recursos energéticos distribuidos (DER por sus siglas en inglés), automatización de la distribución avanzada (ADA) vehículos eléctricos (VE); entre otras.

El estándar IEEE 2030 define siete dominios, tales como la generación a gran escala, transmisión, distribución, proveedores de servicio, mercados, control y clientes; los cuales son abordados a través tres perspectivas arquitectónicas integradas: (i) sistemas de potencia, (ii) sistemas de comunicaciones y (iii) tecnologías de la información; y, de esta manera, identificar entidades, interfaces y los flujos de datos presentes. La síntesis de los resultados de estas tres perspectivas arquitectónicas para el caso del sector eléctrico peruano se presenta a continuación, e identificando las interfaces existentes actualmente (color verde), las que se proyectan implementar en el mediano plazo (color amarillo), y en el largo plazo (color rojo).

En la Figura N° 2 se observan las interfaces de la perspectiva arquitectural de Sistemas de Potencia. Se evidencia que la mayoría de las interfaces existentes actualmente corresponden a las entidades de transmisión, control y gestión de la transmisión y la generación convencional. A mediano plazo, se plantea el desarrollo de interfaces orientadas hacia la distribución y algunas interfaces con mercados y proveedores de servicio, por ejemplo, funcionalidades como la gestión de la red de distribución, la gestión de recursos de generación distribuidos y la integración de la distribución con proveedores de servicios eléctricos y los mercados. Finalmente, en el largo plazo, se observa que la mayoría de las interfaces se encuentran en los dominios de distribución, generación a gran escala, control y cliente, continuando con la implementación progresiva de más interfaces a nivel de distribución, que permiten conectar entidades de subestación de distribución con sistemas de protección y dispositivos de control, los recursos de energía distribuida y los clientes.

Figura N° 2: Perspectiva arquitectural de sistemas de potencia

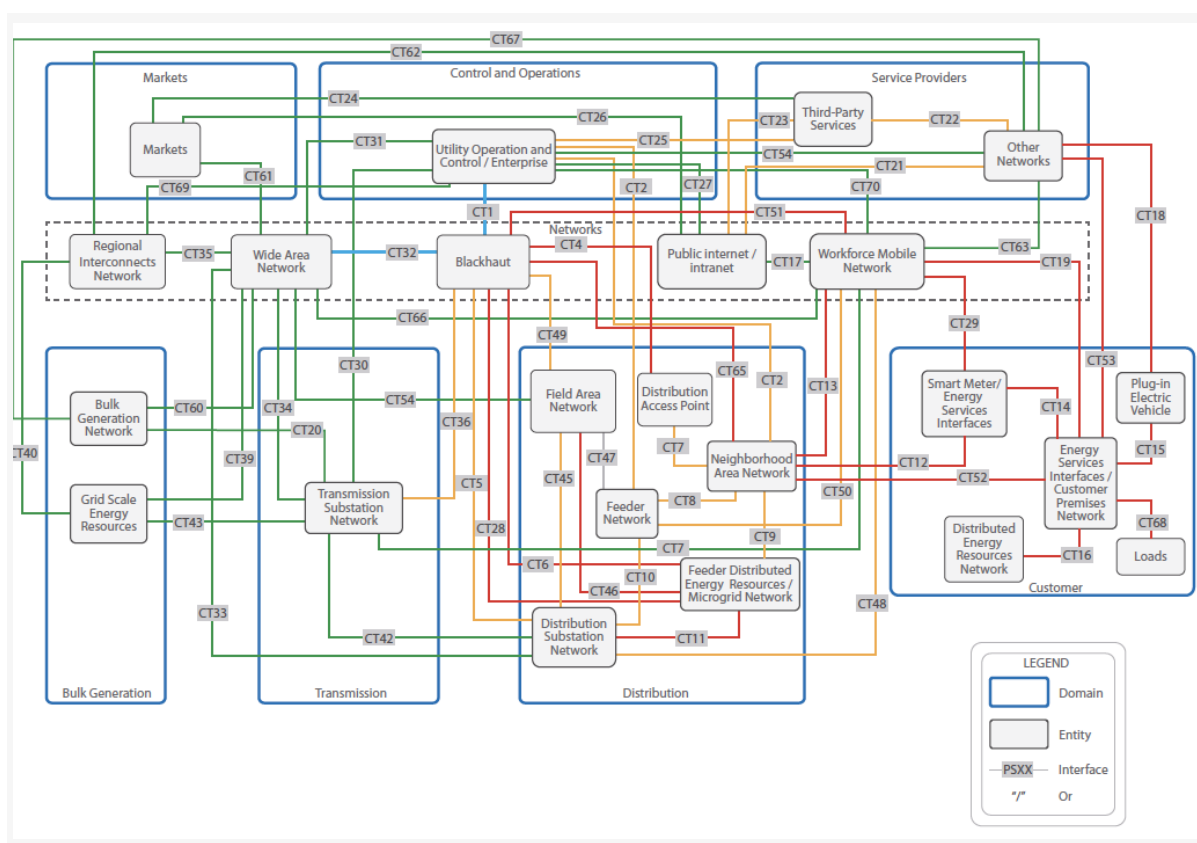


Adaptado de: IEEE 2030

Por otro lado, en la Figura N° 3, se presentan las interfaces desde la perspectiva de los sistemas de comunicaciones. La mayoría de las interfaces existentes actualmente, corresponden a las entidades de mercados, transmisión, control y gestión de la transmisión y la generación en masa. A mediano plazo, se tiene contemplado el desarrollo de interfaces orientadas hacia la distribución y algunas interfaces entre mercados y proveedores de servicio, las cuales sentarán las bases para las interfaces de largo plazo, que buscan desarrollar un sistema de comunicaciones que integre totalmente al cliente con la red de distribución de energía eléctrica. La aparición de redes de comunicación de tipo vecindario y hogar habilitarán los nuevos casos de negocio como la generación de energía distribuida a pequeña escala, la inclusión de vehículos eléctricos¹⁴ y la gestión de cargas en cliente.

¹⁴ B. Kirpes et al., "E-Mobility Systems Architecture: a model-based framework for managing complexity and interoperability", *Energy Informatics* 2, n° 1 (2019): 2-15, <https://doi.org/10.1186/s42162-019-0072-4>

Figura N° 3: Perspectiva arquitectural de sistemas de comunicaciones



Adaptado de: IEEE 2030

Finalmente, en la Figura N° 4, se presentan las interfaces desde la perspectiva de las tecnologías de la información. Se evidencia que, a nivel de información e intercambio de datos entre aplicaciones, la mayoría de interfaces existentes actualmente corresponden a las entidades de mercados, transmisión, control y gestión de la transmisión y el despacho de energía, mientras que, a mediano plazo, se tiene el desarrollo de interfaces orientadas hacia la gestión de activos y administración de la distribución, y también algunas interfaces relacionadas con la gestión de medidores, facturación e información de cliente, donde se prevé desarrollar aplicaciones que intercambien una gran cantidad de datos. En el largo plazo, se identifican aplicaciones más relacionadas con el cliente en cuanto a la gestión de energía, generación distribuida, portales para el acceso de la información, y, a nivel de distribución, relacionadas con la inclusión de sistemas para gestión de interrupciones del servicio y de información georreferenciada.

La regulación debe evolucionar y adaptarse para promover la masificación de la visión, estrategia y los planes de negocios *Smart Grid*, teniendo en cuenta los resultados y lecciones aprendidas en los proyectos piloto actualmente en curso. La evolución de la regulación facilitará el cambio y el proceso de formación de competencias fundamentales en el capital humano, que orientarán el desarrollo energético y la conversión de las *Smart Grid* en una competencia fundamental a nivel país. Igualmente, se debe realizar el desarrollo de la fase de pruebas, proceso conjunto entre EDE-Entidades del estado y las nuevas tecnologías *Smart Grid*, que permitirá evaluar el impacto y mejora del servicio de cara al usuario, e incentivar el despliegue eficiente de estas tecnologías para soportar la transformación de la actividad de distribución. Para ello, se identificaron el estado actual como también brechas y retos de la modernización de la red eléctrica soportado en estas tecnologías bajo el Smart Grid Maturity Model (SGMM)

2.5. Las tecnologías SG desde la perspectiva del Smart Grid Maturity Model (SGMM)

En el contexto de las redes inteligentes, uno de los principales retos a los que se enfrentan las empresas al momento de adoptar nuevas tecnologías es el alcanzar una visión integral de su aplicación en la operación y gestión del sistema, de tal manera que logre aprovechar todos sus beneficios y funcionalidades, así como llegar a los niveles de penetración y escalamiento deseados. El proceso de adopción generalmente inicia con la ejecución de pilotos, que además de utilizarse para la evaluación de tecnologías, ayudan a obtener un conocimiento estratégico que permite, entre otras:

- Determinar de una manera objetiva los beneficios y costos de aplicar la tecnología.
- Determinar los impactos en los procesos y la organización de la empresa.
- Identificar las necesidades de arquitectura, seguridad, integración y modelado de datos.
- Identificar el marco normativo y regulatorio.
- Caracterizar las tecnologías y su mercado.
- Identificar necesidades de formación de capacidades en el recurso humano.
- Identificar nuevos procesos y modelos de negocio.
- Apoyar la planeación y la construcción de mapas de ruta para despliegues masivos.

El Smart Grid Maturity Model (SGMM) puede utilizarse como un marco estratégico para evaluar los objetivos de inversión y de negocio de la red inteligente, incluyendo las nuevas tecnologías a ser implementada. Así mismo es una herramienta útil en la planificación y preparación tecnológica, normativa y organizacional para la modernización de la red eléctrica. Ayuda además a priorizar oportunidades y proyectos, evaluar las necesidades de recursos y contar con un marco para la toma de decisiones de inversión, según la visión *Smart Grid* de cada empresa. Con base en los resultados de la aplicación del modelo en el contexto Perú, en Tabla N° 3 se presenta la relevancia de las principales tecnologías analizadas en cada uno de los dominios evaluados y según los diferentes horizontes de tiempo definidos.

Tabla N° 3 Tecnologías REI en el contexto del Smart Grid Maturity Model (SGMM)

	DOMINIOS																							
	ESTADO ACTUAL								HORIZONTE 2025								HORIZONTE 2030							
	S M R	O S	G O	W A M	T E C H	C U S T	V C I	S E	S M R	O S	G O	W A M	T E C H	C U S T	V C I	S E	S M R	O S	G O	W A M	T E C H	C U S T	V C I	S E
Eficiencia Energética	●		●		●	●		●	●	●	●		●	●		●	●	●	●		●	●	●	●
Tarificación avanzada e Incentivos								●	●	●		●	●	●	●	●	●	●		●	●	●	●	
Generación Distribuida Mediana Escala	●	●	●		●		●	●	●	●		●		●	●	●	●	●	●	●		●	●	
Generación Distribuida Pequeña Escala	●	●						●	●	●		●	●	●	●	●	●	●		●	●	●	●	
Gestión de la Demanda								●	●			●				●	●	●		●	●	●	●	
Alumbrado Público Inteligente					●		●					●			●					●			●	
Sistema de medición Inteligente (SMI)	●	●			●			●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
Automatización de la Distribución Avanzada	●	●						●	●	●	●	●			●	●	●	●	●	●			●	
Gestión Energética en el Hogar (HEMS)																				●	●	●		
Almacenamiento								●	●			●				●	●	●	●	●	●	●	●	
Microrredes								●	●			●				●	●	●	●	●	●	●	●	
Vehículos Eléctricos	●	●						●	●			●	●	●	●	●	●	●		●	●	●	●	
Automatización de subestaciones								●	●			●				●	●	●	●	●				
Protecciones Adaptativas																●	●	●	●	●				
Interoperabilidad	●	●			●			●	●	●		●	●			●	●	●		●	●			
Ciberseguridad	●	●			●			●	●	●		●	●			●	●	●		●	●			

Fuente: Elaboración propia

El análisis de la tabla permite identificar la relevancia de las tecnologías. Se puede observar que en el horizonte actual y gracias al marco regulatorio que impulsa los proyectos piloto en SMI, PITEC y MCS, se ha propiciado en las empresas la adopción de nuevas tecnologías Smart Grid. Se espera que en los horizontes de mediano y largo plazo y en un contexto regulatorio apropiado, la penetración e integración de estas tecnologías a los procesos operativos de las EDEs sea mucho mayor, siendo fundamentales para que el país alcance una red eléctrica, confiable, eficiente y segura.

3.

Redes Eléctricas Inteligentes (Smart Grids)
en la Distribución

2023 -2030

En esta sección se detalla la Hoja de Ruta de la REI en la Distribución al 2030. Se describe el proceso participativo desarrollado en la elaboración de la Hoja de Ruta. Luego se presentan los principios estratégicos que son los postulados que orientan la implementación la Hoja de ruta. Posteriormente se describe la visión, los objetivos estratégicos y las líneas de acción de la Hoja de Ruta, finalmente se presenta la matriz de la Hoja de Ruta de las REI en la Distribución al 2030 con la periodización de las líneas de acción.

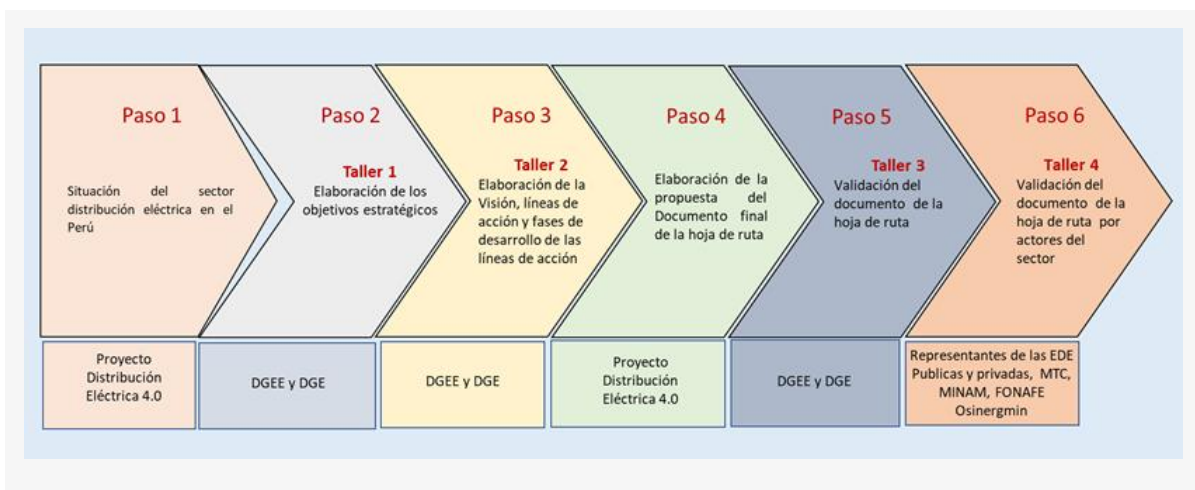
3.1. El Proceso de elaboración de la Hoja de Ruta de las Redes Eléctricas Inteligentes en la Distribución al 2030

La elaboración de la Hoja de Ruta fue un proceso participativo que consistió en 6 pasos (ver gráfico N° 1). El primer paso fue conocer la situación del sector distribución eléctrica en el Perú, para ello se elaboró el documento “Visión, estrategia y lineamientos para la Transformación Digital de las Empresas de Distribución Eléctrica del Perú”, con asesoría técnica de Metrum Soluciones Inteligentes SAS Universidad del Valle - Grupo Percepción de Sistemas Inteligentes.

En los pasos dos y tres se realizaron los talleres 1 y 2, se elaboraron los objetivos estratégicos, la visión, líneas de acción y las fases de desarrollo de las líneas de acción. Participaron los directores y funcionarios de la Dirección General de Eficiencia Energética (DGEE) y la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas (MINEM). En el cuarto paso se redactó la primera versión de la “Hoja de Ruta de las Redes Eléctricas Inteligentes en la Distribución al 2030” a cargo del Proyecto Distribución Eléctrica 4.0, que ejecuta el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Eficiencia Energética, con el apoyo de la cooperación alemana para el desarrollo, implementada por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

En el paso cinco se realizó el taller 3, donde los directores y funcionarios de la DGEE y la DGE validaron la primera versión del documento “Hoja de Ruta de las Redes Eléctricas Inteligentes en la Distribución al 2030”. Y en el paso seis, se validó el documento final “Hoja de Ruta de las Redes Eléctricas Inteligentes en la Distribución al 2030”, con la participación de las empresas de distribución eléctrica públicas y privadas, Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC), el Ministerio del Ambiente (MINAM), el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Fonafe) y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin)

Gráfico N° 1 Pasos para elaborar y validar la Hoja de Ruta de las Redes Eléctricas en la Distribución al 2030



3.2. Principios estratégicos de la Hoja de Ruta

Los principios estratégicos son los postulados esenciales que contribuyen a la implementación de la hoja de ruta. En ese sentido, los principios de la hoja de ruta se han dividido en tres grupos: (i) confiabilidad y calidad del servicio eléctrico, (ii) matriz energética renovable y (iii) eficiencia energética y gestión de la demanda. (ver gráfico N° 2).

Gráfico N° 2: Principios estratégicos de la Hoja de Ruta



Fuente: Elaboración propia

a) Confiabilidad y calidad del servicio eléctrico

- **Mejora en la calidad, confiabilidad, seguridad, resiliencia y sostenibilidad del servicio eléctrico**

Un sistema eléctrico basado en REI cuenta con mayor calidad en el servicio al usuario. Con una recuperación inmediata cuando existan caídas de suministro basados en los estándares y conceptos de Optimal Network Reconfiguration (ONR) como FLISR (Fault Location and Service Restoration), FISR (Fault Insulation and service restoration) y transferencia de cargas entre alimentadores. Además, que brinde confianza, seguridad y protección a los datos y a los activos, tanto físicos como cibernéticos, de la empresa eléctrica. Y así mismo, ofrezca un monitoreo integral basada en sensores inteligentes con interoperabilidad con las plataformas superiores de gestión.

- **Optimización de costos administrativos, operativos y de mantenimiento**

Al ser un sistema automático, los gastos se vuelven más eficientes. Usando la tecnología de sistemas informáticos en la operación, se reduce el tiempo administrativo y operativo. Asimismo, la unificación de procesos y plataformas informáticas en una única base histórica con capacidades Big Data permitirá el aprovechamiento eficiente de la información para la optimización y eficiencia.

- **Mayor amplitud de la información del sistema eléctrico**

La infraestructura que tiene implementado el REI proporciona mayores datos que surgen a raíz de la bidireccionalidad de la información. Los sistemas de control y gestión de datos brindan servicios de análisis y predicción de errores, así como de identificación de oportunidades de mejora incluyendo el tratamiento de activos eléctricos. En ese sentido contar con una plataforma que contemple todos los subprocesos incluidos las energías renovables tales como sistemas SCADA, ADMS, DERMS e incluir herramientas para la Gestión de Activos que permitirá una mayor amplitud de la información.

Asimismo expandir la capacidad de análisis prescriptiva, predictiva así como la gestión de la Red Baja Tensión mediante el uso de tecnología emergentes como tableros de distribución inteligentes y monitoreo de la red en tiempo real basado en sensores inteligentes.

- **Optimización en la eficiencia de la facturación**

Las REI permiten tener una facturación más exacta y detallada, (tarifas prepago/postpago), tal que los usuarios tengan el mayor nivel de información y de calidad.

- **Mejora de la satisfacción del cliente.**

Las Redes Eléctricas Inteligentes permiten disponer de más información del suministro energético, facilitando la intervención de las EDE para cumplir con las expectativas del cliente y mejorar sus procesos de fidelización.

b) Matriz Energética Renovable

- **Flexibilidad en la operación**

Ante la participación de energías renovables en la matriz eléctrica, el sistema REI permite operar con los niveles adecuados de seguridad, proveyendo una rápida respuesta ante emergencias de reducción de la disponibilidad variable de fuentes como la eólica y solar.

- **Adición de recursos distribuidos en la red**

El incremento de la flexibilidad de operación por las ventajas que ofrece las Redes Eléctricas Inteligentes permite una mayor inserción de generación distribuida u otros DER, propiedad de las distribuidoras o de usuarios.

- **Fomento de la transición energética con energías renovables y competitivas**

La información que se intercambia y usa mediante las redes eléctricas inteligentes, facilita el desarrollo e implementación de estrategias para la transición con energías renovables y competitivas, a fin de lograr la descarbonización del país y la economía.

c) Eficiencia energética y gestión de la demanda

- **Gestión de la demanda y eficiencia energética**

Dado que un sistema eléctrico basado en redes inteligentes es más eficiente y seguro, los operadores de la red pueden diversificar el uso con recursos energéticos y operaciones con cargas flexibles.

- **Gestión de pérdidas eléctricas**

La información que brinda la REI permite realizar balances energéticos en diferentes niveles e inclusive en tiempo real para mitigar las pérdidas de energía de tipo técnico (físicas) y no técnico (hurto, error de lectura convencional del medidor) en la distribución. Asimismo, faculta el desarrollo de nuevos servicios.

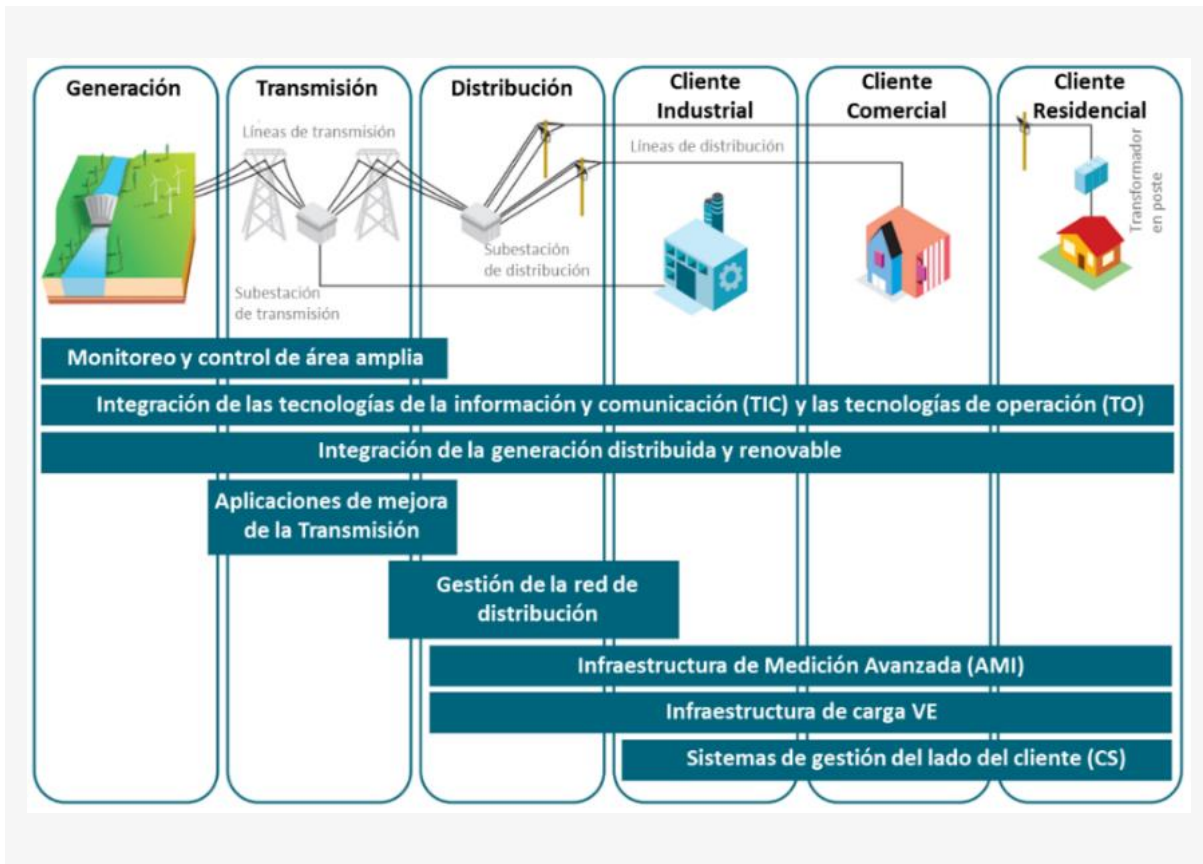
- **Desarrollo de nuevos servicios**

Al tener una infraestructura de medición inteligente, las empresas de energía eléctrica buscan la diversificación de servicios, lo que conlleva a una mayor recaudación de ingresos.

3.3. La Hoja de Ruta

La Hoja de Ruta ayuda a estructurar la visión, objetivos estratégicos y líneas de acción hacia la transición a las redes eléctricas inteligentes en el país. Para ello, es importante entender la dimensión de esta red, tal como lo explica el figura N° 5.

Figura N° 5: Categorías de tecnologías dentro de las REI



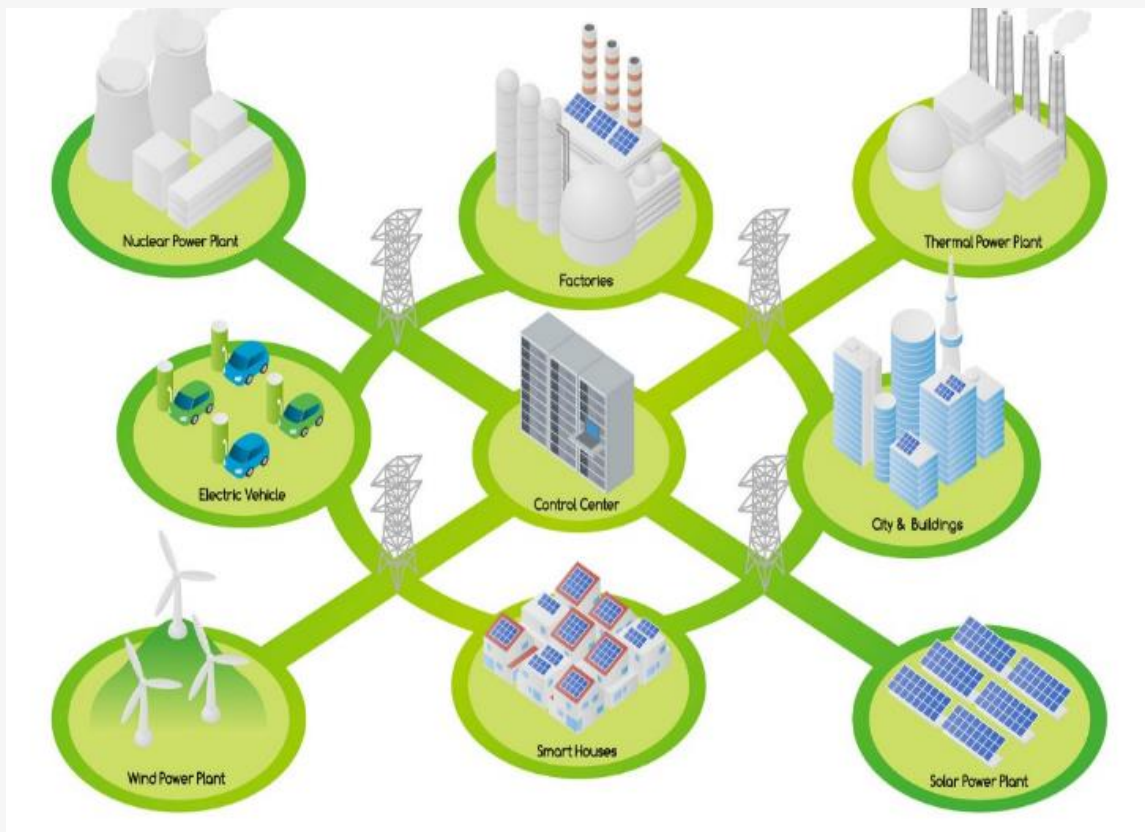
Fuente: International Energy Agency, 2015

Para establecer los objetivos estratégicos, se debe plantear mecanismos de integración en cada categoría de tecnología planteada e integrar a todos los actores del sistema para desarrollar e implementar la red de forma rápida, masiva y cuyo beneficio al usuario sea inmediato.

3.3.1. La visión

El proceso de transición hacia las redes eléctricas inteligentes en las Empresas de Distribución Eléctrica (EDE) tiene como finalidad el brindar un servicio competitivo, confiable y sostenible, promoviendo la participación del consumidor (demanda) y contribuyendo a la descarbonización del país.

Figura N° 6: La visión de la Hoja de Ruta



Visión

Al 2030 el Perú ha transitado hacia las redes eléctricas inteligentes, logrando un servicio competitivo, confiable y sostenible con la participación de la demanda que contribuya a la descarbonización del país

3.3.2. Los objetivos estratégicos

Para alcanzar la visión se necesitan objetivos estratégicos. Estos orientan el camino hacia la transición digital del sector distribución para brindar un servicio competitivo, confiable y sostenible a los usuarios. Los objetivos estratégicos son:

Objetivo estratégico 1

Mejorar la calidad del servicio y satisfacción del cliente

Objetivo estratégico 2

Desarrollar las tarifas y nuevos modelos de negocio de la distribución eléctrica en el Perú.

Objetivo estratégico 3

Desarrollar los recursos energéticos distribuidos y servicios complementarios en la distribución eléctrica.

Objetivo estratégico 4

Modernizar y digitalizar las redes de distribución eléctrica del Perú.

Objetivo estratégico 5

Desarrollar el talento humano y gestión del conocimiento para habilitar las REI.

Objetivo estratégico 6

Desarrollar la gestión de la oferta-demanda de la distribución en el Perú.

3.3.3. Las líneas de acción por objetivo estratégico

OBJETIVO ESTRATÉGICO 1

Mejorar la calidad del servicio y satisfacción del cliente.

La medición de la calidad del servicio es supervisada por OSINERGMIN, acorde a la Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos (DS N° 020-1997-EM), la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (RD N° 016-2008-EM/DGE), el Procedimiento de Supervisión (Resolución N° 074-2004-OS/CD) y otros procedimientos de supervisión, entre ellos la operatividad del alumbrado público y de los procesos de facturación, cobranza, cortes, reconexiones, y de atención al usuario. Los indicadores de performance asociados a la operación de sistemas eléctricos usados son el SAIDI (duración total promedio de interrupción por usuario en un periodo determinado), o su equivalente DIC para los sistemas eléctricos rurales y SAIFI (frecuencia media de interrupción por usuario en un periodo determinado) o su equivalente NIC.

Con la implementación de las REI, no sólo se espera mejorar esta calidad del suministro medido por SAIDI y SAIFI, sino que también se vea reflejado en la satisfacción del cliente de manera integral, al otorgarle un mayor nivel de información sobre su propio suministro eléctrico. La calidad de servicio no solo involucrará la calidad de suministro (cantidad y duración de interrupciones), a su vez la calidad del producto (tensión, frecuencia y perturbaciones), esta última, al tener mejores tasas de muestreo (muestras/ciclo) y registros de largo plazo (12 meses) permitirá un mejor análisis de la red, asimismo calidad del servicio comercial (trato al cliente, medios de atención y precisión de la medida), la calidad del alumbrado público (telegestión, dimerización, etc.) y con la digitalización y participación del usuario, aparecerán indicadores en tiempo casi real que todavía no se miden o son desconocidos que valoren el grado de calidad percibido por el cliente o usuario en un sentido amplio, adicionalmente se debe contemplar el desarrollo de un nuevo concepto para el tablero de distribución que posea funcionalidades de monitoreo en tiempo real y supervisión hasta los circuitos de baja tensión.

Línea de acción 1.1.: Aplicación de tarifas flexibles

El medidor inteligente permitirá un registro horario del consumo, además del diseño discriminado de las tarifas por horarios, modalidad que facilitará al usuario escoger cuáles son las horas del día donde puede ahorrar en la facturación, tarifas de potencia, tarifas Time-of-Use y tarifas Pe-pay, consumiendo en aquellos bloques horarios más económicos y administrando mejor su demanda y su economía. Se espera que el usuario tenga la oportunidad de revisar en tiempo real su consumo, así como conocer el estado de su suministro eléctrico. Además, los nuevos esquemas tarifarios se convertirán en elemento clave para el funcionamiento adecuado de los sistemas de distribución de energía por la participación activa del usuario, tanto en la oferta como en la demanda, requerirá de una interacción continua entre el operador y los usuarios; las señales operativas y de precios en tiempo real facilitará la utilización eficiente de la red de distribución en beneficio de la sociedad en su conjunto. Esto permitirá la implementación de nuevas líneas de negocio (clientes prepago y clientes postpago). Se espera un alto grado de información y transparencia, que se conozca los costos de cada componente

tarifario cumpliendo principios básicos, entre otros el de eficiencia asignativa, neutralidad, transparencia, simplicidad y equidad social.

Línea de acción 1.2.: Participación del cliente en el sistema y su empoderamiento

Al ser un sistema bidireccional, facilitará al usuario pasar de ser un receptor de suministro eléctrico a ser un actor proactivo, ya sea porque le brindará la oportunidad de inyectar la energía eléctrica no usada hacia la red y ser recompensado por ello o porque le permitirá gestionar su consumo¹⁵ para optimizar sus gastos, contribuyendo con la mejora del sistema, o incluso a crear su pequeña empresa de servicios energéticos para participar del mercado eléctrico. Con las REI se otorgará un empoderamiento único al cliente como prosumidor.

Línea de acción 1.3.: Fomentar la adopción de tecnologías de REI en la distribución

En el contexto de las aplicaciones de red inteligente, se identifica la necesidad de más flexibilidad, debido a la variabilidad e incertidumbres en el balance entre generación y demanda, producidos, por ejemplo, por la adopción de esquemas de generación distribuida a pequeña y mediana escala. Ello también debido a limitaciones en las redes de distribución ocasionadas por los problemas operativos que se pueden presentar por la integración de los nuevos recursos energéticos a la red, que obligan a disponer de una gestión dinámica del sistema. Así, se espera que los beneficios de las tecnologías de redes eléctricas inteligentes sean la ganancia en flexibilidad y gestión de redes.

En ese sentido, las tecnologías de redes inteligentes, incluida la implementación de sistemas de medición inteligente para clientes residenciales y comerciales, con plataformas de gestión (software) modulares y escalables acorde cada tipo de necesidad de la EDE y los equipos eléctricos inteligentes con capacidad de comunicación (por ejemplo, reconectores, sensores inteligentes, indicadores de fallas aéreas, registradores de fallas con unidades de medición fasorial "PMU"), permitirán el desarrollo de mayores flexibilidades en el sistema y contribuirán a mejorar la confiabilidad y eficiencia de la prestación del servicio permitirán el desarrollo de mayores flexibilidades en el sistema y contribuirán a mejorar la confiabilidad y eficiencia de la prestación del servicio

Existe la necesidad de incorporar la adopción de nuevas tecnologías, tales como los sistemas de medición inteligente, automatización de la distribución, protecciones inteligentes, tecnologías de información y de las telecomunicaciones (TICs), sistemas de información masiva, DMS (distribution management system), OMS (outage management system), DERMS (Distribution Energy Network Management System), NMS (Network Management Systems), TMS (Transmission Management Systems), GMS (Generation Management Systems), OMS (Outage Management Systems), IEM (Industrial Energy Management), MMS (Microgrid management systems), entre los principales.

¹⁵ José Ignacio Briano, María Jesús Báez y Rocío Moya Morales, *Eficiencia energética en Perú: identificación de oportunidades* (Venezuela: CAF, 2016). <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/963>

OBJETIVO ESTRATÉGICO 2

Desarrollar las tarifas y nuevos modelos de negocio de la distribución eléctrica en el Perú.

Los nuevos modelos de negocio flexibilizarán la oferta y la demanda de energía con el objetivo de mejorar la calidad, brindar un mejor servicio y su respectiva competitividad. Estos modelos de negocio dispondrán de recursos suficientes para brindar la sostenibilidad y facilitar un financiamiento continuo de esta economía sostenible. Además, otorgarán la oportunidad de integrar nuevos activos al sistema, como vehículos eléctricos y subestaciones digitales. También, los nuevos modelos dinamizarán la generación distribuida y gestión de la demanda, que permitirá aumentar la satisfacción de la ciudadanía.

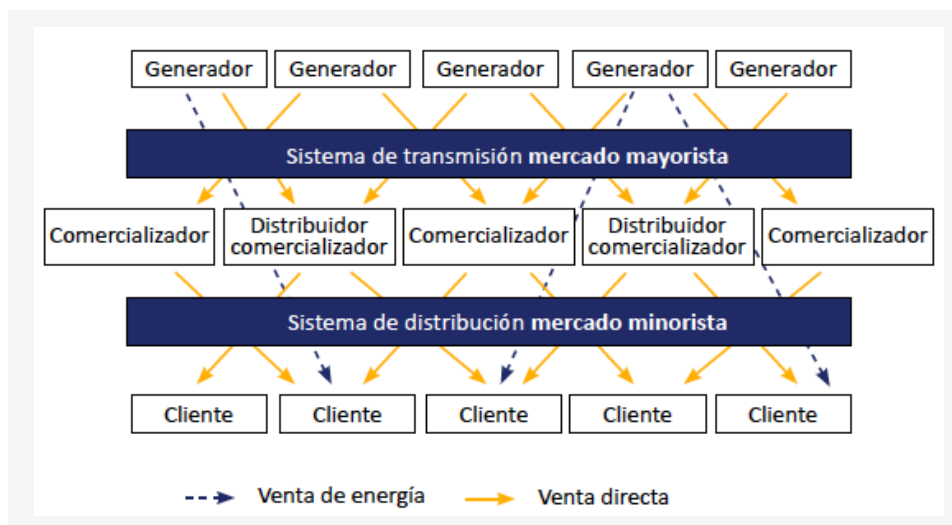
Línea de acción 2.1.: Rediseño de procesos de las Empresas Distribuidoras de Energía (EDE)

Las REI que involucran nuevas tecnologías en la distribución, la bidireccionalidad de la energía y de la información y la participación del cliente en el mercado de electricidad, impactarán en los procesos actuales de las EDEs, de allí la necesidad de rediseñar convenientemente los procesos estratégicos, operacionales y de soporte. Se busca cambiar la infraestructura de la red para que permita agregar recursos energéticos renovables, los sistemas de medición inteligente y la gestión de la demanda que requieren, entre otras, de la reingeniería de sus procesos críticos: las operaciones de corto plazo de las instalaciones; y de planificación técnica y de inversiones, incluyendo las de mantenimiento, todas alineadas hacia la ganancia en eficiencia. Para ello, se crearán procesos nuevos y alineados a las REI para facultar el escalamiento de servicios de las EDEs.

Línea de acción 2.2.: Rediseño del mercado y nuevos modelos de negocios

Al cambiar el modelo, se incorporará al sistema minorista nuevos proveedores que, a su vez, permitirá a los usuarios la selección manual de ellos. Actualmente, la venta de energía y la venta directa va hacia una sola dirección. Existe la necesidad de reestructurar y supervisar las actividades de distribución, específicamente la separación de la operación de la red y las actividades minoristas (comercialización). El marco conceptual del Libro Blanco recomienda la separación legal y funcional con estrictas reglas de supervisión se realice gradualmente y en etapas.

Figura N° 7: Modelo actual de Competencia Minorista



Fuente: Hunt Oil 2001. Elaboración: OSINERGMIN 2017.

Línea de acción 2.3.: Desarrollo de nuevos modelos de financiamiento

La modernización de la actividad de distribución implicará que las EDES públicas aumenten sus niveles de inversión, de allí la importancia que se busquen recursos disponibles para financiar los planes de inversión de manera eficiente. En la actualidad, las EDE deben seguir los mandatos de endeudamiento a largo plazo sobre los que no puede manejar ni tiene control. Pues dicho endeudamiento se sustenta en el Sistema Nacional de Endeudamiento, calificado por el Artículo 46° de la Ley N° 29158 – Ley Orgánica del Poder Ejecutivo. Además, el Endeudamiento Público solo gestiona endeudamiento a las entidades netamente públicas, que cuentan con pliego presupuestal, una estructura diferente a las de las EDEs, que tienen una composición empresarial.

Además, se deberá promover el acceso al financiamiento de entidades financieras a fuentes de financiamiento nacionales e internacionales, fondos verdes entre otros para facilitar la incorporación de nuevos otros actores y el desarrollo del nuevo esquema del mercado energético.

Línea de acción 2.4.: Rediseño de tarifas en la distribución

Las tarifas jugarán un papel crucial durante la transición energética, ya que serán llamadas para definir el equilibrio entre recursos y servicios energéticos centralizados y distribuidos. Más allá de cumplir con los principios clásicos de fijación de tarifas de eficiencia en la asignación y suficiencia de costos, los precios y cargos por los servicios de electricidad deberán ser no discriminatorios (simétricos para la generación y el consumo) y tecnológicamente neutrales, tomando en cuenta el despliegue de la generación distribuida que contribuye con oferta cercana a la demanda, el autoconsumo, la eficiencia energética, incorporando criterios para que población con menos recursos también resulte beneficiada

Se deberá mejorar la granularidad de los precios de la energía. Los precios de la electricidad se deberán calcular para intervalos de tiempo más cortos para revelar el valor real de los recursos distribuidos. Sin embargo, esto requiere un despliegue previo de SMI entre los clientes que pueden responder a tales señales.

En línea con el modelo conceptual del Libro Blanco, antes de la implementación de los medidores inteligentes, se puede realizar modificaciones a la tarifa que facilite su rediseño cuando se implementen los SMI, así como las tarifas y precios de mercado se pueden detallar en el tiempo. Las señales tarifarias deberán tratar de captar y reflejar los costos marginales o incrementales de la producción y utilización de los servicios eléctricos que implican mayor granularidad: i) clientes regulados con tarifas de energía variables en el tiempo, ii) aplicación a usuarios residenciales cargos por capacidad máxima coincidente para inversiones en red y iii) aplicación de precios nodales a la demanda sensible al precio y DERs.

OBJETIVO ESTRATÉGICO 3

Desarrollar los recursos energéticos distribuidos y servicios complementarios en la distribución eléctrica.

La integración de los recursos energéticos renovables es un componente principal de la descarbonización de la economía¹⁶. Las REI incluyen estos recursos en el modelo autogestionado que permitirá escalar la demanda energética de manera ordenada. Para ello, se planifica el desarrollo de servicios complementarios no solo en el mercado mayorista asociado a la transmisión, sino también para la generación de un espacio de servicios auxiliares que pueda crearse en la distribución, integrarse en el planeamiento energético nacional y rediseñarse en la planificación eléctrica en la distribución.

Línea 3.1.: Desarrollo de servicios complementarios

Se requiere que las redes eléctricas inteligentes aporten a la confiabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos del país en una serie de servicios complementarios. Dicha tecnología potenciaría los servicios que ayudan en:

- Mantener el balance entre la generación y la demanda
- Mantener el voltaje y frecuencia en valores dentro del rango permitido
- Minimizar el riesgo del colapso del sistema
- Restaurar rápidamente el sistema en caso se dé un colapso

Entre los servicios complementarios se encuentran la reserva rotante, la regulación primaria de Frecuencia (RPF), la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), la regulación de tensión y los grupos de arranque rápido por emergencia, los cuales deben ser apoyados con servicios auxiliares desde la distribución a ser desarrolladas.

Línea de acción 3.2.: Integración en el planeamiento energético nacional

Las energías renovables son cruciales en la diversificación de la matriz eléctrica peruana. La integración de estas energías renovables incrementará la confiabilidad del sistema eléctrico y reduce la dependencia de combustibles fósiles. Además, ayudará a cumplir el objetivo 7 de las ODS, Energía Asequible y no contaminante, reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero y brindar acceso a la electricidad en las zonas más vulnerables del Perú.

Línea de acción 3.3.: Rediseño de la planificación eléctrica en la Distribución

El modelo de planificación de la distribución actual se limita a una planificación estática, a partir de la demanda máxima y su proyección en uno o varios puntos del sistema eléctrico. En la medida que se avance con la penetración de los SMI y la información comience a fluir y ser analizada en períodos más cortos de tiempo, será necesario pasar a un modelo de planificación dinámico a partir del modelamiento y análisis de curvas de carga; las que a su vez se verán afectadas por penetración de los DERs.

Esta nueva situación dinámica se verá reflejada en las operaciones y necesidades de los sistemas, así como en la integración de la información y actividades de los diferentes sistemas (aguas arriba con los Planes de Inversión de Transmisión y aguas abajo con la información de la demanda). Por otro lado, las soluciones clásicas de ampliar capacidad para atender las proyecciones de máxima demanda podrán sustituirse con soluciones flexibles, postergando inversiones que serán más notorias en la

¹⁶ Ruud Kempener, Paul Komor y Anderson Hoke. *SMART GRIDS AND RENEWABLES A Guide for Effective Deployment*. (International Energy Agency, 2013). https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/smart_grids.pdf?rev=549ace9985fd454d8ba0329dac64922d

medida que maduren los nuevos negocios. Por otro lado, el cambio de rol de distribuidor-comercializador a solo operador, con la obligación de sustentar sus ingresos con un plan de inversiones eficientes tomando en cuenta los DERs, será todo un reto para las empresas eléctricas.

OBJETIVO ESTRATÉGICO 4

Modernizar y digitalizar las redes de distribución eléctrica del Perú

La modernización de la distribución eléctrica tiene grandes retos, como el homogenizar una visión de redes inteligentes en las EDE, establecer presupuestos para financiar las implementaciones, colaborar con los reguladores y actores del sector y promover la inversión pública y/o privada. Ante ello, la hoja de ruta plantea una reducción del riesgo de estos retos, que se traducen en soluciones como la incorporación de redes de distribución, despliegue de los Sistemas de Medición Inteligente¹⁷, la interoperabilidad entre sistemas (MDM, GIS, CIS, SCADA, etc.) y ciberseguridad de la distribución eléctrica.

Línea 4.1.: Establecimiento de un modelo arquitectural de referencia para la modernización de la red

Las REI mundialmente toman dos modelos de referencia: Modelo de red de la National Institute of Standards and Technology (NIST) y el Modelo Arquitectural Smart Grid (SGAM)

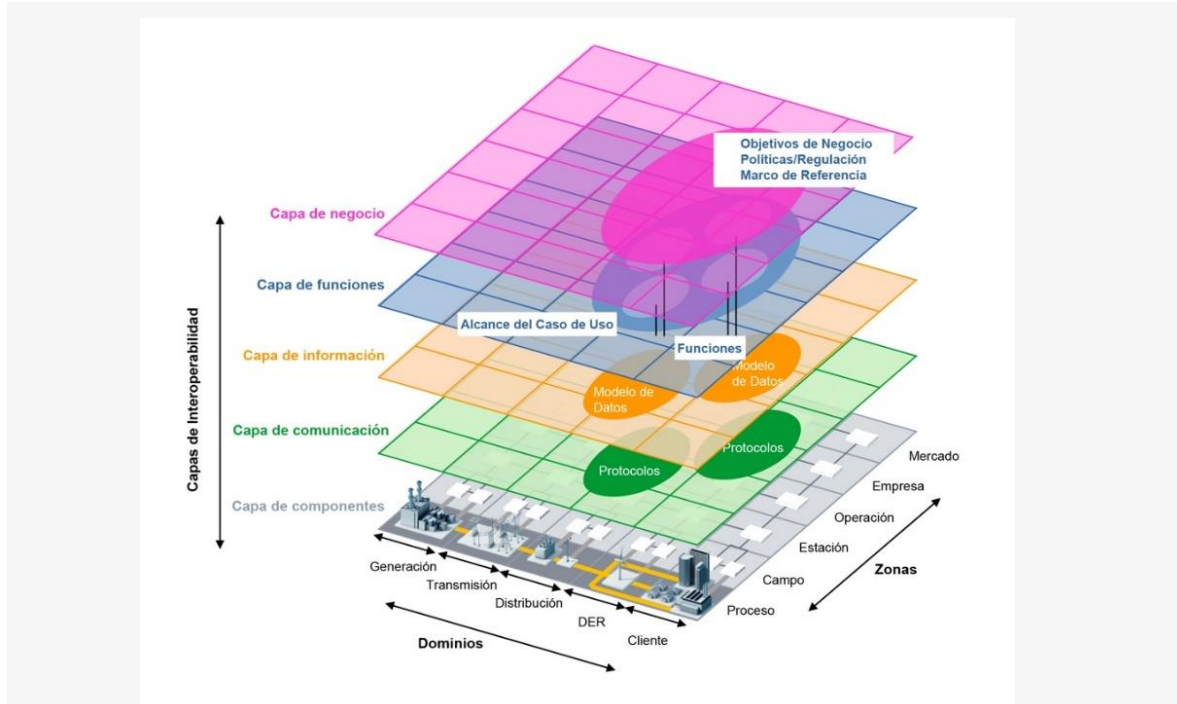
En el caso del Modelo de Arquitectura para las Smart Grids (SGAM, por sus siglas en inglés), fue desarrollado para lograr una descripción estructurada de un sistema de red inteligente distribuido e interoperable, con el objetivo de identificar vacíos o brechas en la estandarización aplicable.

Adicionalmente, el SGAM permite el análisis y visualización tridimensional de los casos de uso en redes eléctricas inteligentes, de manera tecnológicamente neutra. Para ello, representa en un eje la gestión de los procesos energéticos, relacionados a los dominios físicos en que la energía eléctrica es generada, transformada, transportada, distribuida y consumida. El segundo eje, dispuesto de manera ortogonal a los dominios, lo constituyen las zonas, que representan los niveles que separan o agregan funcionalmente el gerenciamiento del sistema de potencia, de conformidad con los estándares de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC).

En el tercer eje, perpendicular al plano de los ejes de los dominios y zonas, se encuentran las capas que permiten asegurar la interoperabilidad entre los componentes y entre los sistemas de gestión de la empresa. Estas permiten la representación de las perspectivas de negocio, de carácter técnico o de naturaleza física. Desde el punto de vista de una aplicación o servicio de red inteligente, las capas de negocio y función definen el qué hacer, mientras las capas de información, comunicaciones y componentes definen cómo hacerlo.

¹⁷ Ministerio de Energía y Minas (MINEM), "Exposición de Motivos - Proyecto de Decreto Supremo que Aprueba Disposiciones Modificadoras Relacionadas a la Implementación de los Sistemas De Medición Inteligente (SMI)," *MINEM*, 11 de noviembre del 2021. <https://www.minem.gob.pe/prepublicacion.php?idSector=6&idPrepublicacion=301>

Figura 8: Capas de interoperabilidad



Fuente: CEN-CENELEC-ETSI-Smart Grid Coordination Group (2014). Modelo Arquitectural SGAM.

En ese sentido, el uso de SGAM facilitará a las empresas de distribución eléctrica (EDEs) del país plantear su propia arquitectura de red inteligente y adaptada a su contexto específico, atendiendo sus necesidades y desafíos específicos.

También, los objetivos de desarrollar redes eléctricas inteligentes implican una transformación de las actividades de las EDEs, en los sistemas de distribución y la gestión de los mismos, el cual debe ir acompañada con conectividad y despliegue en las telecomunicaciones.

En ese sentido, esta tarea trasciende al sector eléctrico y sus reguladores, ya que debe coordinarse con otras regulaciones, en especial con el Ministerio de Transportes y Comunicaciones, Ambiente y otros sectores. La tecnología de las telecomunicaciones es esencial, impacta directamente en factores clave como el volumen de datos que se pueda transmitir, la rapidez con la que se transmiten, el consumo energético, los costos, el número de elementos conectados y la confiabilidad.

Línea de acción 4.2.: Desarrollo de una arquitectura de referencia de Tecnología e Información (TI) y las comunicaciones.

Una arquitectura de TI que respalda las REI brinda diferentes atributos de calidad, como la interoperabilidad y la ciberseguridad. A su vez, brinda un ahorro de costos y genera una eficiencia en el consumo eléctrico. Las EDE deberán construir una arquitectura de TI robusta que identifique las deficiencias en el suministro para poder autorregularlas.

Se deberá desarrollar una metodología para evaluar cómo cuantificar los atributos de calidad, además de proponer modelos predictivos - ya que se dispondrá de información en tiempo real - que permitirá mejorar la calidad y ajustar la visibilidad de la red con los medidores inteligentes en las diversas comunidades.

Línea de acción 4.3.: Desarrollo de la interoperabilidad y ciberseguridad y gobierno de datos.

En cuanto a la gestión de la información, requerirá regular la gestión de datos generados por los SMI a cargo de las EDEs con estándares de ciberseguridad y protección de datos. De igual manera, independientemente de la estrategia de gestión (centralizada o descentralizada), los datos deberán proporcionarse a los actores competitivos del mercado en un formato estandarizado y garantizar que los clientes mantengan la propiedad y el control total sobre sus datos.¹⁸

Uno de los principales retos a los que se enfrenta el sector eléctrico en este proceso de digitalización de sus redes es el de la interoperabilidad, entendida como la capacidad que se debe desarrollar en las REI para intercambiar información con el mínimo esfuerzo humano para facilitar la supervisión, control y optimización de la red.

OBJETIVO ESTRATÉGICO 5

Desarrollar el talento humano y gestión del conocimiento para habilitar las redes eléctricas inteligentes (REI).

La sostenibilidad de las REI sólo será posible si se desarrollan competencias en el capital humano. La estrategia de capacitación conlleva a la adquisición de nuevos conocimientos, tanto en el diseño, implementación, ejecución y mantenimiento de los proyectos eléctricos relacionados con las Redes Eléctricas Inteligentes. En ese sentido, se buscará que las REI también sean una fuente de transmisión de conocimiento y de nuevas oportunidades laborales para la comunidad. Para que sea sostenible, el país debe respaldar a los actores vinculados a las REI, desarrollar competencias e inclusive establecer un organismo que promueva y consolide esta transición.

Línea de acción 5.1. Respaldo a nuevas empresas, productos y servicios que surgen de las REI.

Para contar con el apoyo hacia la transición de las redes inteligentes, se deberá promover la construcción de nuevas competencias en los agentes del sector, de nuevas empresas que surjan con los nuevos modelos de negocios, se extiende al Ministerio del sector electricidad como extra-sectorial (transportes y comunicaciones, ambiental entre otros), de los reguladores y de la academia. Un programa de capacitación que se integre en los Planes del Consejo de Administración de Recursos para la Capacitación en Electricidad (CARELEC).

A la fecha, ya se han llevado a cabo estas capacitaciones en los pilotos que diversas entidades u organizaciones han realizado. También, las EDEs deberán expresar su necesidad de desarrollar competencias asociadas a las redes eléctricas inteligentes en su fuerza laboral.

Línea de acción 5.2.: Identificación y desarrollo de competencias de las Redes Eléctricas Inteligentes en las EDE en coordinación con la academia y los colegios profesionales.

Se deberá contar con un recurso humano capacitado para afrontar la transformación de las redes eléctricas inteligentes (diseño, construcción, operación y mantenimiento). Para ello, se propone usar los indicadores (KPI) de los pilotos ejecutados e incorporarlos en los planes de desarrollo de las EDEs y demás actores del sistema. También, desarrollar competencias en los órganos reguladores como OSINERGMIN, SUNAFIL y la OEFA.

¹⁸ Banco Interamericano de Desarrollo (BID), *Smart Grids Colombia Visión 2030. Mapa de Ruta, Construcción y Resultados Colombia Inteligente* (Bogotá: BID, 2016).
https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Smart_Grids_Colombia_Vision_2030/2_Parte2_Proyecto_BID_Smart_Grids.pdf

OBJETIVO ESTRATÉGICO 6

Desarrollar la gestión de la oferta-demanda de la distribución en el Perú.

Ello conforme ingrese recursos energéticos distribuidos, surjan productos y servicios de las REI y se implementen las nuevas tecnologías como los sistemas de medición inteligente soportados por adecuados sistemas de comunicación. En este escenario, la hoja de ruta promueve la eficiencia de la distribución buscando el equilibrio entre oferta y demanda, optimizando los activos y los recursos que interactúan en el sistema.

Línea de acción 6.1.: Planificación de la red utilizando datos de las REI

Con el sistema de red actual, las proyecciones eléctricas se basan en indicadores económicos y energéticos de los actores del sistema (en la generación, almacenamiento, distribución y consumo). Con las REI, los medidores inteligentes, junto con los softwares y herramientas de planificación eléctrica, brindarán datos mucho más precisos que irán retroalimentando la información hasta alcanzar un módulo óptimo de consumo de red.

Así, el desarrollo de las redes inteligentes, el mercado de oferta de generación distribuida y otros servicios (almacenamiento o respuesta de la demanda), además de la aparición de nuevos actores en el mercado (agregadores), la planificación de la operación con datos reales (o cuasi reales) soportados en nuevas tecnologías, permitirán la gestión óptima de la oferta-demanda y de la infraestructura eléctrica.

Línea de acción 6.2.: Promoción de la operación de la red usando datos en tiempo real

En general, la distribución no ha sido considerada para su automatización, ya que se priorizaba los sistemas de transmisión. En la medida que los medidores inteligentes brinden información en tiempo real y conforme penetren los sistemas de generación distribuida que inyecten energía a la red, habrá la necesidad de gestionar adecuadamente las operaciones de la distribución, no solo para gestionar la energía, sino también para mejorar la calidad de suministro (reducción de interrupciones) y del producto (niveles óptimos de tensión), así como la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.

Ello permitirá al sistema de REI retroalimentar la demanda energética, haciendo uso eficiente de los recursos. Esto, a su vez, beneficiará a los usuarios, quienes podrán brindar la energía almacenada hacia el sistema y ver su tarifa eléctrica con un costo más preciso.

Línea de acción 6.3.: Desarrollo del acceso al flujo de información y la gestión de activos a través de toda la cadena de valor

La REI está compuesta por todos los actores, de la generación, distribución, la demanda y nuevos que se integren a la cadena de valor. Al integrar el sistema de medición inteligente, se deberán agregar los mecanismos adecuados de recepción de información hacia los proveedores de servicios de información. Con este nuevo actor, la información fluirá de manera autónoma y permitirá conocer el sistema eléctrico en tiempo real.

3.3.4. Las líneas de acción transversales

Las líneas de acción transversales garantizarán que los objetivos estratégicos de la hoja de ruta sean sostenibles. En ese sentido se han planteado dos líneas transversales que se detallan a continuación.

Línea transversal 1: Desarrollo del marco normativo, legal y regulatorio

Las grandes directrices sobre la organización y el funcionamiento del sector eléctrico peruano se encuentran establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE). La LCE se encuentra vigente desde 1992, con algunos cambios posteriores como el D.L. 1221 (año 2015) que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú. Asimismo, incorpora criterios para la generación distribuida y cargos adicionales al VAD con los proyectos de innovación tecnológica y eficiencia energética (PITEC), así como el mejoramiento de la calidad de suministro y los sistemas de medición inteligente.

También, en el 2015 se promulgó el D.L. 1208 que promueve el desarrollo de planes de inversión en las empresas distribuidoras (PIDE) bajo el ámbito de FONAFE y su financiamiento. Mientras que con el D.S. 028-2021-EM se posterga la aprobación de los criterios y metodología de planificación del PIDE al que se refiere el artículo 3 del Reglamento del DL 1208, en un plazo de seis (6) meses, contados a partir de la conclusión de forma definitiva del procedimiento regulatorio de fijación del VAD para el periodo 2023-2027. Cabe señalar que en el año 2006 se promulgó la Ley N 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (LDGE) que incluye medidas para la promoción de la generación distribuida y cogeneración eficiente, quedando pendiente el reglamento correspondiente.

La regulación del sector eléctrico está sujeta a los fines de la política energética, la cual depende de la política económica general del Estado. Los organismos reguladores eléctricos son creados con la intención de que sean agencias independientes de todos los agentes con intereses en el sector (gobierno, empresas e inversores, entre otros), y se espera que actúen con transparencia. De este modo, se establecen las bases para garantizar un suministro eléctrico de calidad a precios asequibles para los consumidores y que incremente el bienestar de la sociedad en su conjunto.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) son las dos entidades claves responsables de la implementación del marco regulatorio y del cumplimiento de las regulaciones del sector energético del Perú. De acuerdo con la LCE, el MEM es el órgano rector del sector, cuya función principal es formular y evaluar, en armonía con la política general y los planes del Gobierno, las políticas nacionales referentes al sector energético, mientras que OSINERGMIN es el ente encargado de regular, supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas de las actividades que desarrollan las empresas del sector.

Asimismo, el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), cumple un rol importante al fomentar en la economía peruana una cultura de leal y honesta competencia, resguardando todas las formas de propiedad intelectual y el cumplimiento de la regulación en las empresas.

La regulación deberá adaptarse y optimizarse para promover la masificación de la visión, la estrategia y los planes de negocios de REI en cada una de sus líneas de negocio: Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), Generación Distribuida, Generación con fuentes no convencionales de energía a gran escala y vehículos eléctricos. Además, se deberá impulsar la generación de disposiciones regulatorias que faciliten el cambio y el proceso de formación de competencias fundamentales en el capital humano, que contribuyan a orientar el desarrollo energético y convertir a las REI en una competencia fundamental a nivel país.

Finalmente, otra acción pertinente para asegurar la correcta implementación de la visión de las REI, es la designación de un actor líder en REI a nivel nacional, con autoridad explícita a través de funciones, procesos y aplicaciones del sector. Este líder deberá ser designado por el Ministerio de Energía y Minas de Perú (MINEM) para construir el plan de desarrollo de la transformación digital de las redes eléctricas en todo el país. Así como encargarse de brindar un impulso importante a las acciones de comunicación con el cliente final, centradas, principalmente, en informar los resultados obtenidos en las pruebas piloto y los beneficios que los clientes obtendrían en la fase de despliegue de los proyectos de REI.

Acción 1: Desarrollar acciones en el marco conceptual del Libro Blanco.

Incrementar las implementaciones experimentales de conceptos de redes eléctricas inteligentes, mantener las conversaciones entre las EDEs y los reguladores sobre la visión de la red inteligente de las empresas y formular la regulación y normatividad necesarias que motiven y faciliten la transformación digital de las redes eléctricas.

El Libro Blanco desarrolló los modelos conceptuales, delineando objetivos en pos de la Digitalización, Descarbonización y Descentralización y la participación de la demanda que impone la Transición Energética, teniendo en cuenta cuatro (04) ejes temáticos: Eje 1: Fortalecimiento del marco institucional que aborda la transformación institucional de los agentes en el sector además del planeamiento energético y las barreras de financiamiento, Eje 2: Transformación del Mercado Mayorista, Eje 3: Innovación en la distribución y la comercialización, y Eje 4: Mejora de la regulación y de la gestión de transmisión.

El tercer pilar del Libro Blanco se centra en la “Innovación en la distribución y la comercialización” donde se plantea la incorporación de las energías renovables y otros recursos energéticos distribuidos, la mejora de la calidad de servicio y la ampliación de la cobertura¹⁹. A partir de este escenario, donde también se avizoran el ingreso de nuevas tecnologías, digitalización y redes inteligentes. Se plantea el rediseño del mercado minorista, así como el potencial rol activo de los usuarios como prosumidores, también la necesidad de un nuevo modelo de regulación económica en la actividad de distribución, con un mecanismo de tope de ingresos, que fije una base de activos regulatorios y que un plan de inversiones sustente las nuevas instalaciones e infraestructuras. De allí la importancia de superar barreras de acceso a financiamiento a largo plazo que tienen actualmente las EDE públicas.

Acción 2: Desarrollar mecanismos de financiamiento e incentivos

Diseñar un marco normativo regulatorio para incorporar incentivos tributarios, tarifarios u otros beneficios aplicables bajo la legislación del Perú para el desarrollo de proyectos piloto en REI.

Acción 3: Reconocer las inversiones hacia las REI

Desarrollar las condiciones para levantar las barreras que impiden a las EDEs estatales una adecuada planificación, funcionamiento y gestión eficiente de sus inversiones, tal como el marco normativo que facilite el acceso de financiamiento de largo plazo.

El nuevo modelo de regulación deberá reconocer ingresos específicamente diseñados para fomentar la innovación en la actividad de distribución validados por un análisis costo beneficio.

Acción 4: Diseñar el portafolio de tarifas/Programas de respuesta de la demanda

Con el propósito de fomentar la competencia, revisar el límite mínimo de potencia para habilitar la participación de los usuarios para que puedan acceder al mercado de clientes libres. Lo anterior con el fin de aumentar el número de usuarios que podrían participar en los distintos

¹⁹ Gómez, Tomás, Pablo Rodilla, Rafael Cossent y Paolo Mastropietro, *Modernization of the Peruvian electricity system. Pillar 3: Innovation in distribution and retail. Final deliverable. Best practices and recommendations* (Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas (ICAI), 2021).

mecanismos de mercado, de tal forma que se impulse el uso de nuevas tecnologías de medición y se fomente el despliegue de medición inteligente y el diseño de diferentes tipos de tarifas. Por ejemplo, tarifas por franjas u horarios, para lograr cambios en el comportamiento de consumo de la energía eléctrica e incentivar la participación de la demanda en los servicios que puedan desarrollarse en el mercado mayorista o minorista.

Acción 5: Desarrollar criterios disponibilidad de red y conexión a recursos

Considerar las propuestas de reglamentos (GD/DER) y estándares internacionales, tales como la IEEE 1547 y afines, con el propósito de actualizar la reglamentación vigente para la conexión y operación de las diferentes tecnologías de generación distribuida que se integrarían a la red de distribución. Así como, definir la metodología y criterios dinámicos para establecer la capacidad de alojamiento o disponibilidad técnica para la conexión por circuito de la red de distribución.

Acción 6: Establecer un organismo a nivel país que promueva y consolide el cambio de las REI.

La transición hacia los sistemas de REI en los países de la región fue más rápida al contar con el apoyo de órganos reguladores y supervisores. En el caso peruano, OSINERGMIN sería el encargado de promover y consolidar este cambio de transición, acompañado de esfuerzos paralelos del Ministerio de Energía y Minas y demás actores del sistema eléctrico nacional.

Línea de transversal 2: Despliegue de nuevas tecnologías para el uso eficiente de los DERs.

La generación de los DERs se puede definir como la producción de energía eléctrica por múltiples fuentes que están conectadas al sistema de distribución de energía. Los DERs son un tipo de recurso conectado a la red y sus propósitos principales son proporcionar una fuente de energía activa y servicios relacionados con la energía, según el marco legal y/o regulatorio.

En muchos casos, los DERs no están conectados directamente a la red, sino que son parte de las instalaciones de los prosumidores o consumidores, por lo que brindan servicios detrás del medidor, así como directamente a la red de distribución en el punto de conexión.

La integración de los DERs está fuertemente relacionada con los siguientes dominios:

- Gestión de la red de transporte: los DERs pueden proveer servicios auxiliares a los operadores del sistema para contribuir a la seguridad de la red (control de tensión y potencia reactiva, seguimiento de carga, etc.).
- Gestión de la red de distribución: la conexión y las operaciones de los DER a la red deben respetar los requisitos técnicos específicos (legales y/o reglamentarios), de modo que no socaven la confiabilidad de la red y la calidad del suministro, asegurada y bajo responsabilidad de los operadores de la red.
- Gestión de medición: los DERs utilizan medidores y servicios de medición para medir, liquidar y optimizar el uso de la energía exportada o los servicios asociados (certificación).
- Mercado: los DERs pueden (o están obligados a) participar en los mercados de electricidad, mediante la comercialización de la energía producida y/o los servicios relacionados con la energía. Integración de DERs a través de Sistemas ADMS (Advanced Distribution Management Systems) con los módulos DERMS correspondientes que incluyan: Modelado de DER, Visualización de DER, Seguimiento y control de DERs, Pronóstico de DER, Programación y despacho de DER, Archivos de datos que incluyen análisis de datos posteriores e informes, Funciones del modo de estudio, Simulador DERMS.

Los sistemas DER brindan muchos beneficios, y, al mismo tiempo, su integración representa varios desafíos para la red. Muchos países y regiones están promoviendo el desarrollo y apoyo de los DERs en general, y de las fuentes de energía renovable en particular, con el objetivo de lograr una transición hacia una economía libre de carbono y garantizar un mercado energético competitivo, sin dejar de garantizar la seguridad y la eficiencia de suministro, despliegue que se sustenta mediante un análisis costo beneficio.

Acción 1: Desarrollar la Generación Distribuida

La Generación Distribuida constituye una parte fundamental dentro de la red inteligente, ya que permite al cliente participar de forma activa en el sistema eléctrico, incluso vendiendo excedentes de energía producto de los esquemas de autogeneración implementados. En muchos casos, los DERs no están conectados directamente a la red, sino que son parte de las instalaciones de los prosumidores o consumidores, por lo que brindan servicios detrás del medidor, así como directamente a la red de distribución en el punto de conexión.

Acción 2: Implementar el Alumbrado público inteligente

El alumbrado público inteligente se ha desarrollado con el objetivo de reducir los costos de la energía originados por el alumbrado público. A través del uso de sensores y dispositivos el sistema permite hacer una gestión y control a las luminarias, por ejemplo, modificando los niveles de intensidad y gestionando los periodos de activación, incluso de acuerdo con el flujo vehicular o peatonal que se presente. La información recolectada también permite identificar luminarias con falla y consumos de energía anormales, reduciendo pérdidas y mejorando la eficiencia de la prestación del servicio. Adicionalmente los sistemas de alumbrado pueden ser alimentados a través de esquemas de generación distribuida, aprovechando las capacidades de las fuentes de energía renovables y generando un impacto positivo en la sociedad y medio ambiente²⁰.

Acción 3: Implementar el sistema de medición inteligente

AMI corresponde a la infraestructura de medición que permite el intercambio de información bidireccional entre el medidor de energía y la empresa prestadora del servicio. La infraestructura para la gestión está compuesta por medidores, concentradores y sistemas de información (Head End Systems), que interactúan sobre diferentes redes de comunicación (LAN, NAN, FAN y WAN), soportadas sobre diversos medios como radiofrecuencia y línea de potencia. Por esto, se necesita de la implementación de la tecnología MDM (Meter Data Management) para lograr un flujo controlado y seguro de los datos recolectados por los dispositivos, los cuales descansan en un ambiente seguro, protegido, y fiable para el uso de todos los usuarios involucrados, así como para optimizar la seguridad de la información. De esta manera se pueden generar y actualizar todos los datos de forma automatizada e integrada de diferentes fuentes de Head End System (HES) y de esta forma las empresas cuenten con un mejor entendimiento del consumo energético, lo cual permite mejorar significativamente la eficiencia.

Acción 4: Almacenar la energía

Uno de los principales dispositivos utilizados para el almacenamiento de energía son las baterías, las cuales se caracterizan por almacenar y proporcionar corriente continua (CC). Por ello para que este tipo de dispositivos puedan interactuar en la red eléctrica (la cual opera con

²⁰ International Renewable Energy Agency (IRENA). *Renewable Power Generation Costs in 2021*. (Abu Dhabi: IRENA, 2022). https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf?rev=34c22a4b244d434da0accde7de7c73d8

corriente alterna CA) se requiere de la utilización de rectificadores e inversores, que permitan la conversión CA-DC-CA.

Acción 5: Desarrollar las Microrredes

El desarrollo de microrredes, en conjunto con las fuentes de generación de energía limpia, tendrán un gran impacto para reducir las emisiones de carbono y el calentamiento global. Los recursos de energía renovable distribuidos y las unidades generadoras de energía limpia a pequeña escala son los principales recursos de generación en las microrredes. La gestión de la demanda y el control de generación en una microrred puede mejorar significativamente la eficiencia energética y el funcionamiento del sistema.

Acción 6: Desarrollar de infraestructura para la masificación de Vehículos eléctricos

La transición hacia una economía más sostenible es un factor clave para el desarrollo del transporte eléctrico, y cuenta con un mayor impulso político para reducir las emisiones de dióxido de carbono y promover alternativas a los vehículos de combustible, tanto a nivel regional como nacional. La cantidad de vehículos eléctricos en circulación ha aumentado en los últimos años y seguirá creciendo a medida que las tecnologías se tornen más maduras e ingresen nuevos actores a este nuevo mercado.

La implementación de las líneas de acción se ha dividido en 3 fases. La primera es el corto plazo (2023-2025), en esta fase se crean y desarrollan las condiciones habilitantes para el despliegue de la REI. El despliegue de las REI se realizará en la segunda fase (2026-2028). Mientras que la fase de inicio de consolidación de las REI se da en el periodo 2029-2030

3.3.5. Matriz de la Hoja de Ruta de la red eléctrica inteligente en la Distribución al 2030.

VISIÓN					
Al 2030 el Perú ha transitado hacia las redes eléctricas inteligentes, logrando un servicio competitivo, confiable y sostenible con la participación de la demanda que contribuya a la descarbonización del país.					
OBJETIVOS ESTRATÉGICOS					
Objetivo N° 1 Mejorar la calidad del servicio y satisfacción del cliente.	Objetivo N° 2 Desarrollar las tarifas y nuevos modelos de negocio de la distribución eléctrica en el Perú.	Objetivo N°3 Desarrollar los recursos energéticos distribuidos y servicios complementarios en la distribución eléctrica.	Objetivo N° 4 Modernizar y digitalizar las redes de distribución eléctrica del Perú.	Objetivo N° 5 Desarrollar el talento humano y gestión del conocimiento para habilitar la REI.	Objetivo N° 6 Desarrollar la gestión de la oferta-demanda de la distribución en el Perú.
LÍNEAS DE ACCIÓN POR OBJETIVOS					
1.1. Aplicación de tarifas flexibles	2.1. Rediseño de procesos de las Empresas Distribuidoras de Energía (EDE)	3.1. Desarrollo de servicios complementarios	4.1. Establecimiento de un modelo arquitectural de referencia para la modernización de la red	5.1. Respaldo a nuevas empresas, productos y servicios que surgen de las REI	6.1. Planificación de la red utilizando datos de las REI
1.2. Participación del cliente en el sistema y su empoderamiento	2.2. Rediseño del mercado y nuevos modelos de negocios	3.2. Integración en el planeamiento energético nacional	4.2. Desarrollo de una arquitectura de referencia de Tecnología e Información (TI) y las comunicaciones	5.2. Identificación y desarrollo de competencias de las REI en las EDEs en coordinación con la academia y los colegios profesionales	6.2. Promoción de la operación de la red usando datos en tiempo real
1.3. Fomento de la adopción de tecnologías REI en la Distribución	2.3. Desarrollo de nuevos modelos de financiamiento	3.3. Rediseño de la planificación eléctrica en la Distribución	4.3. Desarrollo de la interoperabilidad y ciberseguridad		6.3. Desarrollo del acceso al flujo de información y la gestión de activos a través de toda la cadena de valor
	2.4. Rediseño de tarifas en la distribución				
LÍNEAS DE ACCIÓN TRANSVERSALES					
Desarrollo del marco normativo, legal y regulatorio			Despliegue de nuevas tecnologías para el uso eficiente de los DERs.		

ACCIONES		ACCIONES
<p>Acción 1: Desarrollar acciones en el marco conceptual del Libro Blanco.</p> <p>Acción 2: Desarrollar mecanismos de financiamiento e incentivos.</p> <p>Acción 3: Reconocer las inversiones hacia las REI</p> <p>Acción 4: Diseñar el portafolio de tarifas/Programas RD.</p> <p>Acción 5: Desarrollar criterios de disponibilidad de red y conexión a recursos.</p> <p>Acción 6: Establecer un organismo a nivel país que promueva y consolide el cambio de las REI.</p>		<p>Acción 1: Desarrollar la Generación Distribuida</p> <p>Acción 2: Implementar el alumbrado público inteligente</p> <p>Acción 3: Implementar el sistema de medición inteligente</p> <p>Acción 4: Almacenar la energía</p> <p>Acción 5: Desarrollar las Microrredes</p> <p>Acción 6: Desarrollar infraestructura para la masificación de Vehículos eléctricos</p>
FASES DE DESARROLLO DE LAS LÍNEAS DE ACCIÓN		
2023 - 2025	2026 – 2028	2029 – 2030
<ul style="list-style-type: none"> • Establecimiento de un modelo arquitectural de referencia para la modernización de la red • Identificación y desarrollo de competencias de las REI en las EDEs en coordinación con la academia y los colegios profesionales • Desarrollo del marco normativo, legal y regulatorio • Desarrollo de una arquitectura de referencia de Tecnología e Información (TI) y las comunicaciones • Desarrollo de la interoperabilidad y ciberseguridad • Desarrollo de nuevos modelos de financiamiento • Rediseño de procesos de las Empresas Distribuidoras de Energía (EDE) • Fomento de la adopción de tecnologías REI en la distribución • Rediseño de tarifas en la Distribución • Desarrollo de servicios complementarios • Rediseño de la planificación eléctrica en la Distribución • Adopción de plataformas de Gestión unificada de datos para el análisis de la eficiencia y la optimización de la red. 	<ul style="list-style-type: none"> • Despliegue de nuevas tecnologías para el uso eficiente de los DERs • Participación del cliente en el sistema y su empoderamiento • Aplicación de tarifas flexibles • Integración en el planeamiento energético nacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Respaldo a nuevas empresas, productos y servicios que surgen de la REI • Planificación de la red utilizando datos de las REI • Promoción de la operación de la red usando datos en tiempo real • Rediseño del mercado y nuevos modelos de negocios. • Desarrollo del acceso al flujo de información y la gestión de activos a través de toda la cadena de valor

Bibliografía

- Banco Interamericano de Desarrollo (BID). *Smart Grids Colombia Visión 2030. Mapa de Ruta, Construcción y Resultados Colombia Inteligente*. Bogotá: BID, 2016. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Smart_Grids_Colombia_Vision_2030/2_Parte2_Proyecto_BID_Smart_Grids.pdf
- Briano, José Ignacio, María Jesús Báez y Rocío Moya Morales. *Eficiencia energética en Perú: identificación de oportunidades*. Venezuela: CAF, 2016. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/963>
- Colmenar S., Antonio, David Borge D., Eduardo Collado F. y Manuel Alonso Castro. *Generación Distribuida, Autoconsumo y Redes Inteligentes*. España: UNED, 2016.
- Comisión Europea. "Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: Energy 2020-: A strategy for competitive, sustainable and secure energy." *Comisión Europea*, 10 de noviembre del 2010. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52010DC0639>
- Dammert Mira, Alberto, Fiorella Molinelli Aristondo, Max Arturo Carbajal Navarro. *Fundamentos Técnicos y Económicos del sector eléctrico peruano*. OSINERGMIN, 2017. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Fundamentos_Tecnicos_Economicos_Sector_Electrico_Peruano.pdf
- Departamento de Energía de los Estados Unidos. "Grid 2030: A National Vision for Electricity's Second 100 Years." *Departamento de Energía de los Estados Unidos*, julio del 2003. <https://globaltrends.thedialogue.org/wp-content/uploads/2014/12/20050608125055-grid-2030.pdf>
- Departamento de Energía de los Estados Unidos. "2003 U.S. Department of Energy Strategic Plan: Protecting National, Energy, and Economic Security with Advanced Science and Technology and Ensuring Environmental Cleanup." *Departamento de Energía de los Estados Unidos*, 30 de septiembre del 2003. <https://www.osti.gov/servlets/purl/1082504>.
- Gil Borja, Edmundo. "Redes Eléctricas Inteligentes en México". **Comunicación presentada en Seminario para el Desarrollo de las Redes Inteligentes**, Chile, 09 de marzo del 2015, https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=http%3A%2F%2Fwww.oas.org%2Fes%2Fsedid%2Fdsd%2FEnergia%2FECPA%2FMexico_REI_09_03_2015_Def.ppt&wdOrigin=BROWSELINK
- Gómez, Tomás, Pablo Rodilla, Rafael Cossent y Paolo Mastropietro. *Modernization of the Peruvian electricity system. Pillar 3: Innovation in distribution and retail. Final deliverable. Best practices and recommendations*. Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas (ICAI), 2021. [Theme 3- Innovation in Distribution and Retail Market-Final Report-20210624.pdf \(minem.gob.pe\)](https://www.minem.gob.pe/tema-3-innovacion-en-distribucion-y-retail-mercado-final-report-20210624.pdf)
- Iberdrola. "Referente mundial en "Smart grids." Smart Grids. Último acceso 1 diciembre del 2022. <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/smart-grids#:~:text=Las%20smarts%20grids%20son%20aquellas%20redes%20el%C3%A9ctricas%20que>,

electricidad%20de%20manera%20eficiente%2C%20sostenible%2C%20econ%3%B3mica%20y%20segura

International Energy Agency (IEA). *Smart Grid in Distribution Networks – Roadmap Development and Implementation*. Francia: IEA, 2015. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/bd93b532-0f22-4b7c-977f-eeef735b9f82/TechnologyRoadmapHow2GuideforSmartGridsinDistributionNetworks.pdf>

International Renewable Energy Agency (IRENA). *Renewable Power Generation Costs in 2021*, Abu Dhabi: IRENA, 2022. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf?rev=34c22a4b244d434da0accde7de7c73d8

Kempener, Ruud, Paul Komor y Anderson Hoke. *SMART GRIDS AND RENEWABLES A Guide for Effective Deployment International*. Energy Agency (IEA), 2013. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/smart_grids.pdf?rev=549ace9985fd454d8ba0329dac64922d

Kirpes, B., P. Danner, R. Basmadjian, H. Meer de y C. Becker. "E-Mobility Systems Architecture: A model-based framework for managing complexity and interoperability". *Energy Informatics* 2, n° 1 (2019): 2-15. <https://doi.org/10.1186/s42162-019-0072-4>

Ministerio de Minas y Energía. *Lineamientos de política de recursos energéticos distribuidos y areneras regulatorias*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía, 2021.

Ministerio de Energía y Minas (MINEM). "Exposición de Motivos - Proyecto de Decreto Supremo que Aprueba Disposiciones Modificatorias Relacionadas a la Implementación de los Sistemas De Medición Inteligente (SMI)." *MINEM*, 11 de noviembre del 2021. https://www.minem.gob.pe/_prepublicacion.php?idSector=6&idPrepublicacion=301

Ministerio de Energía y Minas del Perú, "KICK OFF MEETING: Elaboración del Libro Blanco para la modernización del sector eléctrico peruano". Vídeo de Youtube, 40:06. Publicado el 18 de diciembre del 2020. <https://www.youtube.com/watch?v=J0aMZpal8oo>

Ministerio de Energía y Minas (MINEM) "Términos de Referencia. Consultoría Elaboración del Libro Blanco para la Reforma hacia la Modernización del Sector Eléctrico Peruano." *MINEM*, julio 2020. <https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/200802%20ToR%20Libro%20Blanco%20SE.pdf>

Ministerio de Energía y Minas (MINEM). "Especificaciones de la Asesoría para formular los Términos de Referencia del Grupo Consultor que preparará el Libro Blanco de la reforma encargada a la CRSE." *MINEM*, 06 abril del 2020. <https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Especificaciones%20Asesoría%20-%20Elaboracion%20TdR%20del%20Libro%20Blanco-Reforma%20Sector%20Elctrico%20Peru.pdf>

Observatorio Energético Minero. Mercado Eléctrico. Último acceso 1 diciembre del 2022. <https://observatorio.osinergmin.gob.pe/#>

Osinergmin. *La Industria de la Electricidad en el Perú*. Perú: Osinergmin, 2016. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf

Secretaria de Planificación del Subsector energía (SEPSE) y Ministerio de Ambiente y Energía (MNAE).
Estrategia Nacional de Redes Inteligentes 2021-2031. Costa Rica: SEPSE y MNAE, 2021.
<https://sepse.go.cr/wp-content/uploads/2021/08/ENREI-FINAL.pdf>

Anexo 1: Lista de participantes en el taller de validación de la Hoja de Ruta de las Redes Eléctricas inteligentes en la Distribución al 2030 realizado el 06 de octubre de agosto del 2022.

Nº	APELLIDOS	NOMBRES	ORGANIZACIÓN
1	Cáceres	Joan	Luz del Sur
2	Ayaypoma	Saúl	Hidrandina
3	Punto Morales	Maurino	Enel
4	Marin C.	Alvaro	ELSE
5	Gonzales	Fredy	ELSE
6	Ribeyro	José	Electro Ucayali
7	Arboccó	Giancarlo	FONAFE
8	Yanqui	Saúl	SEAL
9	Ibárcena	José	SEAL
10	Rodriguez	Paul	SEAL
11	Paucar	Darcy	Electrosur
12	Monzón	Víctor	Electrosur
13	Alvarez	Christian	Luz del Sur
14	Sciutto	Walter	ElectroDunas
15	Moreno	Ana	GIZ
16	Salazar	Rojas	ELOR
17	Norohna	Antonio	ELOR
18	Copello	Jorge Antonio	Osinergmin
19	Albornoz Cabello	Jean Carlo	DGE
20	Miranda Alvarez	Alfredo Moisés	DGE
21	Mendoza Pérez	Juan Luis	ELOR
22	Chala Mena	David	ElectroDunas
23	Conde Vargas	Henry	Electrosur
24	Ponce	Jorge	Enel
25	Cossio Williams	Juan Orlando	MINEM
26	Vásquez	Elmo Franco	ELOR
27	Enciso Ojeda	Fanny	MINAM
28	Piscoya S.	Luis	Electronorte
29	Sielfeld	Rolf	GIZ
30	Isla F.	Rubén	MTC-DGPPE
31	Riofrio Cevallos	Luder	ADINELSA
32	Ramos Ruíz	Claudio	ENOSA
33	Zevallos Villayzán	Winer	DGEE/MINEM
34	Abregú Calderón	Pabel	DGE
35	Martínez	Henry	ElectroPuno
36	Garro	Freddy	GIZ
37	Campos G.	Javier David	MINEM
38	Vilchez León	Luis Aldo	MINEM
39	Espinoza	Claudia	MINEM
40	Suckow	Jan	GIZ
41	Cabezudo	Carlos	GIZ
42	Cueva	Percy	GIZ

