UNIVERSIDAD NACIONAL DE CUYO
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAESTRÍA EN ENERGÍA

IMPLEMENTACION DE REDES ELECTRICAS INTELIGENTES EN LA PROVINCIA DE MENDOZA

TESIS DE MAESTRÍA

Maestrando**: Angel M. GARAY**

Director: **Osvaldo AÑÓ**

MENDOZA, 2025

Dedicatoria

A mi familia, por constituir el sostén fundamental a lo largo de todo este proceso académico, brindando apoyo constante, comprensión y aliento en cada etapa recorrida. Su acompañamiento incondicional hizo posible afrontar los desafíos y esfuerzos que implicó la realización de esta maestría.

A todas aquellas personas que, desde distintos ámbitos, confiaron en este proyecto y contribuyeron con su estímulo, generosidad y compromiso, aportando motivación y fortaleza para alcanzar la culminación de este trabajo.

Agradecimientos

Deseo expresar mi más sincero agradecimiento a la institución académica en la que se desarrolló la presente maestría, por brindar el marco formativo y los recursos necesarios para la realización de este trabajo.

A mi director de tesis, por su orientación académica, su acompañamiento permanente y sus valiosos aportes metodológicos y conceptuales, que resultaron fundamentales para el desarrollo y la culminación de esta investigación.

A los docentes de la maestría, por la calidad de la formación impartida y por contribuir de manera significativa al fortalecimiento de mis capacidades analíticas y profesionales.

A mis compañeros de cursado, por el intercambio de ideas, el apoyo mutuo y el enriquecimiento colectivo a lo largo del proceso académico.

Finalmente, agradezco profundamente a mi familia y a las personas de mi entorno cercano, por su paciencia, comprensión y acompañamiento constante, que hicieron posible la dedicación requerida para alcanzar este objetivo.

RESUMEN

Los consumidores de energía eléctrica demandan actualmente servicios que sean confiables, económicamente eficientes y ambientalmente sostenibles. En este contexto, el eje del desarrollo tecnológico del sector eléctrico se ha desplazado hacia el usuario final, entendido como un agente económico capaz de gestionar activamente su consumo energético sin comprometer su nivel de bienestar. Esta transformación se sustenta en la incorporación de tecnologías digitales, recursos energéticos distribuidos y nuevos esquemas de organización de los mercados eléctricos.

El presente trabajo se inscribe en el campo de las redes eléctricas inteligentes (Smart Grids), entendidas como la infraestructura habilitante de un nuevo modelo de organización del sector eléctrico basado en la descentralización, la digitalización y la descarbonización. Las redes inteligentes integran tecnologías de medición, comunicación y control que permiten la participación activa de los usuarios, la integración eficiente de generación distribuida, almacenamiento y gestión de la demanda, así como el desarrollo de mercados eléctricos locales.

La Provincia de Mendoza cuenta con un marco normativo que reconoce explícitamente estos objetivos, en particular a partir de la Ley Nº 9084, que crea el Programa de Modernización del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y el Mercado a Término Mendoza. Sin embargo, la normativa vigente fue diseñada para un sistema centralizado y presenta limitaciones para habilitar un mercado minorista competitivo, lo que exige su articulación con el Marco Regulatorio Eléctrico Provincial (Ley Nº 6.497) y la adopción de reglas operativas, tarifarias e institucionales compatibles con un sistema inteligente.

El objetivo central de esta tesis es diseñar y evaluar una Hoja de Ruta para la implementación de redes eléctricas inteligentes en el segmento de distribución de la Provincia de Mendoza, orientada a facilitar el desarrollo de un mercado eléctrico minorista bajo condiciones de competencia, capaz de promover la eficiencia económica, la sostenibilidad ambiental y la participación activa de los usuarios. La tesis se apoya en un

enfoque económico-institucional, sustentado en la tecnología como habilitador, más que como fin en sí mismo.

La metodología combina el análisis del marco teórico internacional, el estudio del marco normativo vigente y la evaluación de escenarios técnico-económicos, con el objeto de identificar los cambios regulatorios, de mercado y de infraestructura necesarios para la transición hacia un sistema eléctrico inteligente.

Como resultado, se propone una Hoja de Ruta 2026–2036 estructurada en fases de preparación, expansión y consolidación, que articula el despliegue de infraestructura de medición avanzada, la automatización de la red, el desarrollo de plataformas de mercado, la implementación de tarifas dinámicas y la creación de capacidades institucionales, permitiendo una apertura progresiva y ordenada del mercado minorista.

La principal contribución de este trabajo es demostrar que la red eléctrica inteligente no constituye un fin en sí mismo, sino la infraestructura económica y tecnológica de un mercado eléctrico minorista competitivo, y que Mendoza dispone de las bases legales y técnicas para llevar adelante esta transformación, siempre que se implemente un marco regulatorio y de gobernanza coherente con dicho objetivo.

Palabras Claves: Red Inteligente, Innovación Tecnológica, Infraestructura de Medición Avanzada Recursos Energía Distribuida, Energías Renovables, Diseño Tarifas Eléctricas, Mecanismos Regulatorios, Hoja de Ruta, Desregulación.

SUMMARY

Electricity consumers increasingly demand services that are reliable, economically efficient and environmentally sustainable. In this context, the focus of technological development in the electricity sector has shifted toward the end user, understood as an economic agent capable of actively managing energy consumption without compromising welfare. This transformation is driven by the deployment of digital technologies, distributed energy resources and new electricity market structures.

This thesis is framed within the field of smart grids, understood not merely as a technological upgrade of distribution networks, but as the enabling infrastructure of a new electricity market model based on decarbonization, digitalization and decentralization. Smart grids integrate advanced metering, communication and control technologies that enable active user participation, efficient integration of distributed generation, storage and demand response, and the development of local electricity markets.

The Province of Mendoza has a regulatory framework that explicitly recognizes these objectives, particularly through Law No. 9084, which created the Electricity Distribution Modernization Program and the Mendoza Term Market. However, the existing regulatory structure was designed for a centralized system and therefore requires articulation with the Provincial Electricity Regulatory Framework (Law No. 6497), together with new tariff rules, market mechanisms and institutional arrangements consistent with a smart and competitive distribution system.

The central objective of this thesis is to design and assess a Roadmap for the implementation of smart grids in the distribution segment of the Province of Mendoza, aimed at enabling the development of a competitive retail electricity market that promotes economic efficiency, environmental sustainability and active user participation. The thesis adopts an economic and institutional perspective, with technology acting as an enabler rather than an end in itself.

The methodology combines international theoretical analysis, regulatory assessment and technical-economic scenario evaluation in order to identify the regulatory, market and infrastructure changes required for the transition toward a smart electricity system.

As a result, a 2026–2036 Roadmap is proposed, structured in phases of preparation, expansion and consolidation, integrating the deployment of advanced metering infrastructure, grid automation, digital market platforms, dynamic pricing schemes and institutional capacity building, thus allowing for a gradual and orderly opening of the retail electricity market.

The main contribution of this work is to demonstrate that the smart grid is not an end in itself, but the economic and technological infrastructure of a competitive retail electricity market, and that Mendoza has the legal and technical foundations to undertake this transformation, provided that a coherent regulatory and governance framework is implemented.

Keywords: Smart Grid, Technological Innovation, Advanced Metering Infrastructure, Distributed Energy Resources, Renewable Energies, Electricity Tariff Design, Regulatory Mechanisms, Roadmap, Deregulation.

INDICE

INTRODUCCION Y OBJETIVOS 11
A. OBJETIVO GENERAL 23
B. OBJETIVOS ESPECÍFICOS 23
CAPITULO I. ASPECTOS FORMALES Y METODOLÓGICOS 25
1.1. PRESENTACION DEL TEMA A INVESTIGAR 25
1.2. ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN 25
1.3. METODO A UTILIZAR EN LA INVESTIGACIÓN 27
CAPITULO II. MARCO CONCEPTUAL. ENFOQUE TEÓRICO SELECCIONADO 29
2.1. LA TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO 29
2.2. MISION, VISION y RESUMEN DE LA TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MENDOZA PROPUESTA 36
CAPITULO III. MARCO LEGAL PROVINCIA DE MENDOZA Y NACIONAL 41
3.1. INTRODUCCIÓN Y ENFOQUE ANALÍTICO 41
3.2. LEY 6497 Y MODIFICATORIAS (MARCO REGULATORIO ELÉCTRICO PROVINCIA DE MENDOZA) 41
3.3. REGIMEN TARIFARIO VIGENTE EN LA PROVINCIA DE MENDOZA 46
3.4. LEY 7549 Y RESOLUCIÓN EPRE N° 19/2015 53
3.5. LEY 9084 Y DECRETO N° 404/2021 55
3.6. LA RESOLUCIÓN EPRE N° 01/2022 60
3.7. LEY BASES Y PUNTO DE PARTIDA (27742) Y DECRETO NACIONAL 450/2025 62
3.8. SINTESIS DEL CAPÍTULO 64
CAPITULO IV. DE LA RED ELÉCTRICA ACTUAL A LA RED INTELIGENTE 66
4.1. LA RED DE DISTRIBUCIÓN TRADICIONAL 66
4.2. LA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE COMO PLATAFORMA 66
4.3. INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA Y DIGITALIZACIÓN 66
4.4. ENERGÍA TRANSACCIONAL Y MERCADOS LOCALES 67
4.5. LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN 67
4.6. LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN INTELIGENTE 74
4.7. DEMANDA Y OFERTA DEL FACTOR INTELIGENCIA 81
4.8. RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON Y SIN RED INTELIGENTE 90
4.9. SISTEMA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) 95
4.10. DESARROLLOS CON INTELIGENCIA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN 103
4.10.1. Los Recursos Energéticos Distribuidos 103
4.10.2. Sistema de Gestión de Energía (EMS) 106
4.10.3. Las Plataformas 107

4.10.4. Tarifas Dinámicas (Dynamic Pricing) ... 110
4.10.5. Energía Transactiva ... 112
4.10.6. Síntesis del capítulo ... 120
CAPITULO V. SITUACIÓN ACTUAL PROVINCIA DE MENDOZA ... 121
5.1. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PROVINCIAL ... 121
5.2. RECURSOS ENERGÉTICOS Y OPORTUNIDADES ... 121
5.3. JUSTIFICACIÓN DE LA HOJA DE RUTA ... 121
5.4. SITUACIÓN ACTUAL LA PROVINCIA DE MENDOZA ... 122
5.4.1. Caracterización de la Provincia de Mendoza ... 122
5.4.2. Recurso Solar ... 124
5.4.3. Recurso Viento ... 126
5.4.4. Recurso Agua ... 127
5.4.5. Caracterización del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica de la Provincia de Mendoza 129
5.4.6. Síntesis del Capítulo ... 150
CAPITULO VI. HOJA DE RUTA PARA IMPLEMENTACION RED ELÉCTRICA INTELIGENTE EN MENDOZA ... 151
6.1. ENFOQUE GENERAL ... 151
6.2. OBJETIVOS ESTRATÉGICOS ... 152
6.3. ESTRUCTURA TEMPORAL ... 153
Objetivo estructural ... 154
6.4. RESUMEN EXPERIENCIAS INTERNACIONALES ... 155
6.5. PROPUESTAS DE CAMBIOS ... 158
6.5.1. Planteo de los Cambios ... 158
6.5.2. Administración de la Red de Distribución incorporando Inteligencia ... 161
6.5.3. Mecanismos de Administración de Riesgos e Incertidumbre ... 162
6.5.4. Arquitectura Tarifas y Precios ... 163
6.5.5. Definición de Cambios ... 167
6.5.6. Definición de Beneficios y Costos de los Escenarios ... 171
6.5.7. Evaluación Económica de Escenarios ... 175
6.6. DEFINICION DE OBJETIVOS ... 183
6.7. CONTEXTO NACIONAL Y PROVINCIAL ... 184
6.8. MODIFICACIONES EN EL MARCO NORMATIVO E INSTITUCIONAL ... 186
6.9. DEFINICIÓN HOJA DE RUTA ... 188
6.9.1. Introducción ... 188
6.9.2. Horizonte temporal y estructura ... 192

FASE 1 — Preparación y Pilotos (2026–2028) ... 192
Objetivo estructural ... 192
Componentes clave ... 192
1. Infraestructura mínima ... 192
2. Marco normativo ... 193
3. Mercado mínimo viable ... 193
4. Gobernanza ... 193
FASE 2 — Expansión y Coordinación (2028–2031) ... 194
Objetivo estructural ... 194
Componentes clave ... 194
1. Escalamiento tecnológico ... 194
2. Mercado activo ... 194
3. Tarifas y señales ... 194
FASE 3 — Consolidación y Optimización (2031–2036) ... 195
Objetivo estructural ... 195
Componentes clave ... 195
1. Mercado maduro ... 195
2. Operación inteligente ... 195
3. Tarifas y Precios ... 195
6.9.3. Indicadores obligatorios de la Hoja de Ruta ... 196
6.9.4. Sentido económico de la hoja de ruta ... 196
6.9.5. Conclusión operativa ... 196
6.9.6. Hoja de Ruta para Oficina Regulatoria y del Mercado Eléctrico Provincial ... 197
Fase 1 – Marco habilitante (2026–2028) ... 197
Fase 2 – Mercado operativo (2028–2031) ... 198
Fase 3 – Mercado pleno (2031–2036) ... 198
6.9.7. Resumen ... 198
6.10. ENFOQUES PARA SEGUIMIENTO Y AJUSTES DE LA HOJA DE RUTA ... 201
CONCLUSIONES Y DISCUSIÓN ... 208
A. SOLUCIONES AL PROBLEMA PLANTEADO ... 210
B. DEBATE A FUTURO Y LINEAS A INVESTIGAR ... 211
BIBLIOGRAFÍA ... 213

INTRODUCCION Y OBJETIVOS

El sector eléctrico atraviesa a nivel global un proceso de transformación estructural impulsado por tres vectores convergentes: descarbonización, digitalización y descentralización. Este proceso está modificando de manera profunda la forma en que se produce, transporta, distribuye y consume la energía eléctrica, y, especialmente, la manera en que se organizan los mercados eléctricos y se asignan los costos y beneficios entre los distintos actores.

En este nuevo contexto, la electricidad deja de ser únicamente un insumo físico para convertirse en una plataforma de servicios energéticos, en la que los usuarios finales, la generación distribuida, el almacenamiento, la gestión de la demanda y las plataformas digitales interactúan en tiempo real. Esta transformación exige que la red de distribución evolucione desde un esquema pasivo y unidireccional hacia una red eléctrica inteligente, capaz de gestionar flujos bidireccionales de energía e información y de habilitar mecanismos de mercado a nivel local.

La Provincia de Mendoza ha reconocido formalmente este proceso a través de la Ley Nº 9084, que crea el Programa de Modernización del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y el Mercado a Término Mendoza, incorporando explícitamente los recursos energéticos distribuidos y las redes eléctricas inteligentes como pilares de la política energética provincial. Sin embargo, el Marco Regulatorio Eléctrico Provincial (Ley Nº 6.497) y el régimen tarifario vigente fueron diseñados para un sistema centralizado y con monopolios zonales, lo que genera tensiones estructurales con el nuevo paradigma tecnológico y de mercado.

En consecuencia, el principal desafío que enfrenta Mendoza no es tecnológico, sino institucional, económico y de definición de reglas de juego: cómo transformar una red de distribución concebida como monopolio regulado en una plataforma abierta capaz de sostener un mercado minorista competitivo, sin comprometer la seguridad del suministro, la equidad tarifaria ni la sostenibilidad económica del sistema.

En este marco, ***las redes eléctricas inteligentes no constituyen un fin en sí mismas***, sino la infraestructura habilitante de un nuevo modelo de organización del sector eléctrico, basado en la participación activa de los usuarios, la competencia en la provisión de servicios energéticos y la integración eficiente de recursos renovables y flexibilidad.

La ausencia de una estrategia integral que articule tecnología, regulación, precios y gobernanza constituye hoy uno de los principales obstáculos para que Mendoza pueda capturar los beneficios económicos, ambientales y sociales de esta transformación. Frente a este problema, se vuelve imprescindible contar con una Hoja de Ruta que permita ordenar las inversiones, definir reglas de mercado y establecer una secuencia gradual de implementación.

En este contexto, la presente tesis propone elaborar una Hoja de Ruta para la implementación de redes eléctricas inteligentes en el segmento de distribución, concebida como un instrumento de planificación estratégica que permita ordenar las inversiones, las reformas regulatorias y la creación de nuevos mercados en un horizonte de corto, mediano y largo plazo.

La Ley 6.497 (modificada en algunos aspectos por la Ley 7543) sancionada en el año 1997 así como la Ley 6498, Decretos Reglamentarios, Contrato de Concesión de Distribución y Resoluciones del EPRE constituyen el Marco Regulatorio del Sector Eléctrico de la Provincia de Mendoza.

El artículo 10° del capítulo III de la Ley 6497 establece los objetivos de la política electroenergética, entre los cuales se encuentran:

> *"a) satisfacer el interés general de la población en la materia, en forma armónica con el desarrollo económico, demográfico y sustentable de la provincia; ... c) asegurar la operación, confiabilidad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica;* ***d) incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente y racional de la energía, mediante metodologías y sistemas***

tarifarios apropiados, el empleo de fuentes renovables y la innovación tecnológica*; ... h) preservar adecuadamente el ambiente;"*

En 2006 la Provincia sanciona la Ley 7549. El artículo 11° de la misma establece que:

> *"Los usuarios de energía eléctrica conectados a una red de distribución podrán transformarse en autogeneradores y cogeneradores de energía eólica y solar sin límite de potencia. El Ente Provincial Regulador Eléctrico reglamentará en qué casos se les permitirá volcar los excedentes de energía a la red de distribución pública, las condiciones técnicas necesarias para esta operación y la forma de facturación."*

Sobre la base de esta normativa y el artículo 54º de la Ley 6497 que establece que el Ente Provincial Regulador Eléctrico (EPRE) debe proteger adecuadamente los derechos de los usuarios, dicho organismo en octubre de 2013 emitió la Resolución 121. A través de esa resolución se inició un proceso de estudio y elaboración participativa de la reglamentación del art. 11° Ley N° 7549. En los considerandos de la resolución 121, se enuncian los principios sobre los cuales se trabajó en la propuesta de reglamentación:

- *"El ENTE PROVINCIAL REGULADOR ELÉCTRICO debe velar por la seguridad pública en la construcción y operación de los sistemas de generación, así como proteger los derechos de los usuarios presentes y futuros del servicio público de electricidad.*
- ***"Diseñar las bases para el desarrollo de un sistema eléctrico sustentable que incorpore recursos de energía distribuida a la red de distribución, integrando generación distribuida (GD), administración de la demanda, medición inteligente, etc****.*
- *"Dictar normativas que reconfiguren las relaciones entre las empresas distribuidoras y los usuarios, a partir de que el usuario se transforme en generador y "vuelque" sus excedentes a la red pública de distribución.*
- *"Generar los instrumentos regulatorios que estructuren y establezcan procedimientos, metodologías, requisitos y condiciones mínimas que preserven la integridad de la red y su sustentabilidad, al tiempo que faciliten el desarrollo y aplicación de nuevos*

procedimientos y tecnologías compatibles con el equilibrio técnico, económico, ambiental y regulatorio."

En marzo de 2015 el EPRE presenta la Resolución 19 que concluye el proceso iniciado en el año 2013. Dicha resolución establece las Condiciones Técnicas de Operación, Mantenimiento, Medición y Facturación para permitir que un Usuario del servicio público de distribución de energía eléctrica, que decida incorporar en sus instalaciones internas un Equipamiento de Generación de Energía Eléctrica (con fuentes renovable como fotovoltaica, minihidráulica, u otras), se transforme en un Usuario/Generador de manera tal de autoabastecerse y, en caso de tener excedentes de energía eléctrica, volcarlos a la red pública de distribución.

En el año 2018 la Provincia de Mendoza sanciona la Ley 9084 que entre otros aspectos crea al Programa de Modernización del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica que consta de dos pilares: el desarrollo de la regulación de los recursos de energía distribuida y la implementación de redes inteligentes en el segmento de Distribución. Dicha Ley es reglamentada en parte por el Ente Provincial Regulador Eléctrico a través de la Resolución N° 01/2022.

La Ley 9084 establece lo siguiente:

"ART. 3 ALCANCE. La presente Ley tendrá como fin la regulación del régimen de recursos de energía distribuida y la implementación de redes eléctricas inteligentes.
ART. 11 PROGRAMA DE MODERNIZACIÓN. El objeto de esta Ley será cumplido mediante un Programa de Modernización que contemplará el desarrollo de la regulación de los recursos de energía distribuida y de redes inteligentes en el segmento de Distribución."

La ley también crea el "Mercado a Término Mendoza", mediante el cual los agentes del régimen de recursos de energía distribuida podrán realizar diferentes contratos de corto, mediano y largo plazo.

En el proceso antes definido, las redes eléctricas inteligentes juegan un papel fundamental. En este trabajo se propone una *Hoja de Ruta* para su implementación, desarrollando un ***Mercado Minorista*** (compuesto por el Mercado a Término Mendoza incluyendo mercado secundario y un mercado spot, ambos vinculados con el mercado mayorista) que facilite la descarbonización, descentralización y digitalización de los servicios energéticos en el segmento de distribución de energía eléctrica bajo condiciones de competencia.

Entendiendo al mercado como el espacio a través del cual demandantes y oferentes de servicios energéticos realizan sus transacciones (físicas y comerciales), es importante definir el objetivo por el cual es fundamental incorporar inteligencia tanto a la red de distribución (espacio físico) como a los agentes económicos que intervengan en dicho mercado minorista.

Respecto del estado del arte (Sumper, 2018) define que se necesitan micromercados y mercados locales para brindar nuevas herramientas a los prosumidores (consumidores que poseen instalaciones de recursos energéticos distribuidos, denominados Usuarios/Generadores en la normativa de Mendoza) y empoderarlos para que se vuelvan proactivos en la revolución energética actual. A su vez, destacan que los mercados eléctricos locales pueden proporcionar dos servicios diferentes pero relacionados: energía y flexibilidad. A este último se lo define como aquellas actividades que permiten modificar los patrones de generación y/o consumo en respuesta a una señal externa (precio u otro mecanismo activación) para contribuir a la estabilidad del suministro eléctrico de forma rentable.

Por su parte (Sioshansi, 2011) sugiere la necesidad de una nueva definición de servicio de electricidad, no simplemente como proveedores de kilovatios-hora, sino como empresas que se dedican al negocio de satisfacer las necesidades de ***servicios de energía*** de los clientes al menor costo posible, donde los costos incluyen los ambientales.

A los fines de desarrollar un mercado minorista a nivel de distribución, la columna vertebral de la industria energética es la red eléctrica que ahora es el centro de una variedad de innovaciones tecnológicas como lo define (Farhangi, 2014). Entre una de las conclusiones en relación con las redes inteligentes se destaca que deberían coexistir con la red eléctrica existente, aumentando sus capacidades y funcionalidades a través de un camino evolutivo. ***En ese sentido, la red inteligente debe estar relacionada a las necesidades de interacción entre oferta y demanda de servicios***.

Las redes inteligentes permiten una interacción más directa entre consumidores, generadores (de diferentes escalas) y distribuidores. Estas redes abren nuevas posibilidades para que los consumidores controlen y gestionen directamente sus hábitos de consumo, al mismo tiempo que proporcionan fuertes incentivos para una utilización eficiente de la energía si se combinan con una modulación de los precios de la electricidad en función del periodo horario en que se consuma (*Dynamic Pricing* en inglés). A su vez, las redes inteligentes constituirán la plataforma que facilitará la integración de energías basadas en aprovechamientos renovables, almacenamiento energético y gestión de la demanda, manteniendo al mismo tiempo la capacidad de producción de energía convencional y la adecuación del sistema energético[1]. Así, las redes inteligentes contribuyen al desarrollo sustentable, ya que facilitan la integración de energías renovables al sistema y la asignación más eficiente de los recursos energéticos por reubicación económica de la demanda minorista.

A nivel mundial, en los últimos años el sector eléctrico ha experimentado el desarrollo de proyectos piloto y demostrativos de redes inteligentes que incluyen aplicaciones relacionadas a generación distribuida, tecnologías de control, gestión de la demanda y medición inteligente. Asimismo, diversos organismos y países han elaborado Hojas de Ruta (*Roadmap en inglés*) a los fines de su implementación.

En el año 2021 un estudio del (International Smart Grid Action Network, 2021) en base a encuestas analiza los *drivers* (factores clave que generan o impulsan un cambio y pueden

1 Redes inteligentes: de la innovación a la implantación, Comisión Europea.

ser por ejemplo tecnológicos, regulatorios, económicos, sociales, ambientales) que motivan las redes inteligentes, así como de las tecnologías de redes inteligentes asociadas que contribuyen para 26 países de todo el mundo. Entre las conclusiones que surgen de este estudio, se destaca que al comparar los años 2020 y 2014, el *driver* ha cambiado de "Mejoras en la eficiencia del sistema" a "Optimización de la utilización de activos" y con respecto a las 5 tecnologías mejor clasificadas, los resultados de la evaluación de ambos años comparten dos tecnologías comunes, "Infraestructura de medición avanzada (AMI)" e "Integración de recursos de energía distribuida (DER)".

El **Cuadro I** expone una comparativa de los principales impulsores y las principales tecnologías de las redes inteligentes (Smart Grids) entre los años 2014 y 2020 según encuestas realizadas por ISGAN. Entre 2014 y 2020 el enfoque pasa de una eficiencia técnica y económica interna a una transformación estructural y de mercado, impulsada por la descarbonización y la participación del consumidor. El progreso tecnológico pasó de la infraestructura y automatización de redes hacia la inteligencia de datos, integración de DER y electrificación del transporte, reflejando una evolución hacia sistemas más interactivos, sostenibles y centrados en el usuario. En síntesis, en el año 2014 los impulsores se basaban en eficiencia, confiabilidad y control interno de la red, en tanto que hacia el año 2020 se destacan: descarbonización, participación del consumidor y creación de mercados energéticos inteligentes. La tendencia general se fundamenta en: transición de una red eléctrica tradicional a un ecosistema digital y descentralizado basado en datos, flexibilidad y sostenibilidad.

Cuadro I. Comparación entre los análisis de encuestas de 2014 y 2020

	Encuesta 2014	**Encuesta 2020**
Los 6 principales impulsores de la red inteligente	Mejoras en la eficiencia del sistema	Optimización de la utilización de activos
	Mejoras de confiabilidad	Mejoras en la eficiencia del sistema
	Estándares u objetivos de energía renovable	Adecuación de la distribución
	Habilitación de nuevos productos, servicios y mercados	Descarbonización de los sistemas energéticos
	Permitir la elección y participación del cliente	Permitir la elección y participación del cliente
	Reducción de los costos de operación y mantenimiento	Adecuación de la transmisión

Las 5 tecnologías principales de la red inteligente	Infraestructura de medición avanzada (AMI)	Infraestructura de medición avanzada (AMI)
	Integración de Recursos Energéticos Distribuidos (DER)	Pronóstico avanzado de demanda y monitoreo de carga
	Tecnología de información y comunicaciones	Gestión de grandes datos (*Big Data*)
	Sistemas de gestión de distribución y sistemas de gestión de cortes	Integración de Recursos Energéticos Distribuidos (DER)
	Casas Inteligentes	Electrificación del transporte

En relación con la implementación de redes inteligentes, se pueden enumerar los siguientes ejemplos:

1) Estados Unidos: en el año 2007 a través de la Ley de Infraestructura y Seguridad Energética de 2007, el Título XIII, titulado "Smart Grid", estableció la política de modernización del sistema de transmisión y distribución de electricidad de la Nación que comprende entre otros aspectos: mayor uso de tecnología de control e información digital para mejorar la confiabilidad, mayor seguridad y eficiencia de la red eléctrica, optimización dinámica de las operaciones y recursos de la red, con plena ciberseguridad, despliegue e integración de recursos distribuidos y generación, incluidos los recursos renovables[2].
2) En Europa: según el informe *Smart Grid Projects Outlook 2017,* se contabilizan 950 proyectos de I+D en redes inteligentes y de demostración. Las inversiones se orientan a la gestión inteligente de redes, la gestión de la demanda y la integración de generación y almacenamiento distribuidos, que juntos representan alrededor del 80 % de la inversión total.
3) En la bibliografía sobre redes inteligentes los autores realizan un análisis de las iniciativas de la Unión Europea, Estados Unidos y China. Respecto de la Unión Europea se plantea que el principal objetivo a los efectos de introducir redes

[2] *Según el informe del Department of Energy (DOE) en 2019, las empresas eléctricas invirtieron u$s 80 mil millones en mejoras de capital dentro de los sistemas de transmisión y distribución, mientras que en tecnología de red inteligente en 2018 ascendieron a u$s 6.4 mil millones y se prevé que crezcan a $16.4 mil millones anuales para 2026. El informe destaca que 38 estados y el Distrito de Columbia han completado o realizado actividades de modernización de la red, incluyendo el despliegue de tecnología de red inteligente, Recursos Energéticos Distribuidos o ambos. Las estrategias de modernización de la red incluyen el examen de los requisitos funcionales y estructurales necesarios a lo largo del tiempo para informar mejor las hojas de ruta de implementación de tecnología.*

inteligentes es la participación de los clientes en el comercio de energía, estableciendo una conexión entre la red y los clientes para tomar decisiones coordinadas. La respuesta a la demanda distribuida, el despacho económico de energía y el compromiso de VPP (*Virtual Power Plants*)[3] son algunas de las características claves. En el año 2005 se estableció la *European Technology Platform Smart Grid*[4] para canalizar las iniciativas de red inteligente en Europa. ***La plataforma consta de varios representantes de I+D, industria, academia y profesionales***.

4) China: entre las principales características de las iniciativas de redes inteligentes se incluyen: definición de política y estrategia para el desarrollo de redes inteligentes, capacitación de mano de obra y preparación del grupo de trabajo de ingeniería para analizar el impacto y el surgimiento del sistema de red inteligente, tratar los problemas de interoperabilidad presentes en el sistema, al mismo tiempo que se considera la combinación de varios sistemas, integración de fuentes de energía renovables, estudiar el impacto de los vehículos eléctricos en el sistema de redes inteligentes. En general, los desarrollos de redes inteligentes en China se clasifican en tres fases: (a) planificación y prueba; (b) construcción y desarrollo; c) mejora de los sistemas existentes.
5) América Latina y el Caribe: en el trabajo se destaca que gran parte del desarrollo de modernización de las redes inteligentes en la mayoría de los países de América Latina se centra en la reducción de las pérdidas no técnicas. También se hacen esfuerzos en la aplicación de medidores inteligentes y mejora de la infraestructura de medición. Además, el entorno favorable para el desarrollo de las energías renovables hace que la generación distribuida sea uno de los pilares hacia el desarrollo inteligente de la infraestructura eléctrica. En ese sentido, Brasil (2010), Chile (2012), Colombia (2016), Costa Rica (2016) y México (2016) han desarrollado diferentes iniciativas relacionadas al desarrollo de redes inteligentes.

---

[3] Una central eléctrica virtual son recursos energéticos descentralizados y distribuidos (DER), como paneles solares, turbinas eólicas, sistemas de almacenamiento de baterías, vehículos eléctricos (VE) y sistemas de respuesta a la demanda, que se coordinan a través de un sistema de control central (generalmente basado en la nube) para actuar como una única central eléctrica.

[4] *https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters_en#smart-grids-development*

6) Actualmente, en Argentina existen proyectos de red inteligente ubicados en Mendoza, San Juan, Córdoba y Santa Fe.
   - Respecto de Mendoza desde al año 2015, en la ciudad de San Martin, EDESTE (Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica del Este S.A.) integraron junto con EMESA y la UTN-FRM un Consorcio Público Privado para desarrollar un proyecto de investigación y desarrollo tecnológico, sobre el uso de las nuevas tecnologías de información y comunicación, aplicadas a las Redes Eléctricas de Distribución y su impacto en el Uso Racional y Eficiente de la Energía. Esta iniciativa cuenta con alrededor de 5.500 medidores inteligentes y desarrollos de proyectos en las áreas comerciales, técnicas y de explotación que incorporan inteligencia a la red de distribución.
   - En la Provincia de San Juan se desarrolla el proyecto de Red Eléctrica Inteligente de Distribución modelo en la Ciudad de Caucete, gestionada por la empresa distribuidora DECSA, el cual permitirá establecer patrones de consumo y energía sustentable. Al año 2019 se instalaron 330 medidores inteligentes en usuarios residenciales, comerciales e industriales. El proyecto tiene un Laboratorio Analizador y Simulador de Redes Inteligentes (LASRI) a cargo del Instituto de Energía Eléctrica (IEE) de la UNSJ, que se propone estudiar, analizar, desarrollar, realizar pruebas y transferir a la industria eléctrica, aplicaciones (herramientas computacionales) para la operación eficiente de la Red de Distribución inteligente.
   - En Córdoba, la Empresa Distribuidora EPEC (Empresa Provincial de Energía de Córdoba) desarrolla un proyecto que cuenta con 57 mil medidores inteligentes, 591 subestaciones MT/BT y 57 distribuidores de media tensión.

(Salman, 2017) resume las visiones de las redes inteligentes en la Unión Europea (UE) y los Estados Unidos (USA). Así, la visión en la UE, que incluye redes de transmisión y distribución, fue impulsada por los efectos combinados de la liberalización del mercado, el cambio en las tecnologías de generación, almacenamiento y consumo de electricidad, para cumplir con los objetivos ambientales y los usos futuros de la electricidad. A tales efectos la UE se trazó un programa intensivo de investigación, desarrollo y demostración con el objetivo de desarrollar una red de suministro eléctrico que satisficiera las necesidades del futuro

de Europa, que más tarde se conoció como Smart Grid. Según esta visión, la Red Inteligente debe ser:

- Flexible: la red inteligente debe diseñarse para satisfacer las necesidades de los clientes y, a la vez, poder responder a los cambios y desafíos que se avecinan.
- Accesible: La Red Inteligente debe poder dar acceso a la conexión a todos los usuarios de la red, especialmente para fuentes de energía renovables y generación local de alta eficiencia con cero o bajas emisiones de carbono.
- Confiable: la red inteligente debe tener la capacidad de garantizar y mejorar la seguridad y la calidad del suministro, en consonancia con las demandas de la era digital con resiliencia ante peligros e incertidumbres.
- Economía: la red inteligente debe poder proporcionar el mejor valor mediante la innovación, la gestión eficiente de la energía y la competencia donde fuese posible.

A modo de síntesis, de los ejemplos que se plantean es importante destacar que la implementación de redes inteligentes persigue como objetivo la integración de tecnología que facilite la participación de oferta y demanda y las transacciones entre ellos en un ambiente de libre mercado que permita reducir los costos de energía eléctrica utilizando energías renovables, almacenamiento y gestión de la demanda.

Respecto de la elaboración de "*Hojas de Rutas"* para el desarrollo e implementación de redes eléctricas inteligentes, encontramos a:

- *International Electrotechnical Commission (2010): IEC Smart Grid Standardization Roadmap.* El documento identifica la estandarización existente y las posibles brechas en la cartera de IEC que serán relevantes para la implementación de Smart Grids.
- *Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE (2011)*: Guía para la interoperabilidad de la red inteligente de la tecnología energética y la operación de la tecnología de la información con el sistema de energía eléctrica, las aplicaciones de uso final y las cargas.
- International Energy Agency (2011): Technology Roadmap Smart Grids. Esta hoja de ruta se centra en los desarrollos tecnológicos relacionados a las redes inteligentes.

- *Electric Power Research Institute -EPRI (2012)*: Smart Grid Roadmap Guidebook. Este informe resume los puntos clave de las hojas de rutas de redes inteligentes desarrolladas por el instituto. Entre ellas las recomendaciones tecnológicas destinadas de las hojas de ruta, el propósito y el beneficio de desarrollar una hoja de ruta, el papel de los estándares y una versión actualizada de la Evaluación de tecnología de comunicaciones.
- *Asociación Electrotécnica Argentina -AEA 92559* - Redes eléctricas inteligentes (2013): Guía de conceptos, beneficios y desafíos para su implementación.
- International Energy Agency (2015): How2Guide for Smart Grids in Distribution Networks (Distribution SG H2G). Esta Guía brinda a los tomadores de decisiones, herramientas y pasos para desarrollar e implementar un plan estratégico para redes inteligentes a nivel nacional, regional o municipal.
- National Institute of Standards and Technology (2009/2021): hoja de ruta para estándares de interoperabilidad de redes inteligentes.
- En cuanto a los países encontramos entre otros a: Alemania (2010), Australia (2012), Corea (2012), Estados Unidos (2015), Irlanda (2011), Ontario (2015), Austria (2015), Reino Unido (2014); también está el ejemplo de West Virginia Smart Grid Implementation (2009).

En resumen, la elaboración de una hoja de ruta constituye un instrumento que guía la implementación de redes inteligentes identificando etapas, beneficios y costos asociados relacionados al lugar, las condiciones y los objetivos que se persiguen para desarrollar un plan estratégico.

Dado lo plantado hasta el momento, aunque existen antecedentes sobre la implementación de redes inteligentes, la elección para desarrollar un sistema especifico debe realizarse a partir de un análisis de las necesidades de una hoja de ruta a corto, mediano y largo plazo, incluyendo aspectos económicos, sociales y ambientales, en el caso aquí tratado, para la Provincia de Mendoza.

La tesis se divide en seis capítulos. En el capítulo I se plantean los aspectos formales y metodológicos que se emplearán para el desarrollo de la tesis. Luego en el capítulo II se

define el marco teórico de la red inteligente, los recursos de energía distribuida entre otros aspectos. En el capítulo III se describe el marco legal existente en la Provincia de Mendoza vinculado a esta temática. En el capítulo IV se aborda la problemática de pasar de la red actual a una red inteligente. Se realiza una descripción técnica de los sistemas de distribución de la Provincia de Mendoza junto con la disponibilidad de recurso primario relacionados a aprovechamiento de energías renovables. Luego en el capítulo V se analiza el marco regulatorio existente y las posibles modificaciones a los fines de incentivar el desarrollo de redes inteligentes. En el capítulo VI se propone una hoja de ruta para implementar una red eléctrica inteligente en la Provincia de Mendoza. El trabajo culmina con las conclusiones generales.

A continuación, se enuncian los objetivos de esta investigación.

A. OBJETIVO GENERAL

Diseñar y evaluar una Hoja de Ruta para la implementación de redes eléctricas inteligentes en el sistema de distribución de energía eléctrica de la Provincia de Mendoza, concebidas como la infraestructura económica y tecnológica de un mercado eléctrico minorista competitivo, orientado a promover la eficiencia económica, la sostenibilidad ambiental y la participación activa de los usuarios.

B. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar el funcionamiento actual del sistema de distribución de energía eléctrica de la Provincia de Mendoza y su marco regulatorio, identificando las limitaciones estructurales para la incorporación de redes inteligentes y recursos energéticos distribuidos.
- Analizar los fundamentos teóricos y las experiencias internacionales en materia de redes eléctricas inteligentes, mercados minoristas y digitalización del sector eléctrico.
- Evaluar los requerimientos tecnológicos, económicos y regulatorios necesarios para la transición desde un modelo de distribución tradicional hacia un sistema de red inteligente.
- Proponer una arquitectura de mercado y de regulación que permita la integración de generación distribuida, almacenamiento, gestión de la demanda y plataformas de comercialización en el ámbito provincial.

- Diseñar una hoja de ruta con etapas, instrumentos y plazos que permita implementar de manera gradual y consistente la red eléctrica inteligente y el mercado minorista asociado en la Provincia de Mendoza.

CAPITULO I. ASPECTOS FORMALES Y METODOLÓGICOS

1.1. PRESENTACION DEL TEMA A INVESTIGAR

La Ley N.º 9084 de la Provincia de Mendoza establece el Programa de Modernización del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, cuyo objeto central es la regulación de los recursos energéticos distribuidos y la implementación de redes eléctricas inteligentes en el segmento de distribución. Esta norma constituye un punto de inflexión en la política energética provincial, en tanto habilita la transición desde un modelo de distribución tradicional hacia un esquema más descentralizado, digitalizado y orientado a la competencia minorista.

La implementación de redes eléctricas inteligentes se presenta, en este contexto, como un elemento habilitante para la apertura progresiva de un mercado eléctrico minorista en condiciones de competencia allí donde resulte técnicamente y económicamente viable. Dicha transformación permite avanzar simultáneamente en los objetivos de eficiencia económica, sostenibilidad ambiental y empoderamiento del usuario final, en línea con las tendencias internacionales del sector eléctrico.

En este marco, el presente trabajo propone la elaboración de una ***Hoja de Ruta*** para la implementación de redes eléctricas inteligentes en la Provincia de Mendoza. Esta hoja de ruta se concibe como un instrumento de planificación estratégica que define objetivos, etapas y plazos de corto, mediano y largo plazo, contemplando la incorporación progresiva de innovación tecnológica, nuevos mercados y servicios, esquemas tarifarios avanzados y adecuaciones normativas e institucionales necesarias para sostener la transición.

1.2. ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

El proceso de modernización del sistema eléctrico provincial se inició con la incorporación normativa del rol del usuario-generador, a partir de la Resolución EPRE Nº 19/2015, y se consolidó con la sanción de la Ley N.º 9084 y su reglamentación parcial mediante la Resolución EPRE Nº 01/2022. Estas normas establecieron las bases para el desarrollo de los

recursos energéticos distribuidos y reconocieron explícitamente la necesidad de implementar redes eléctricas inteligentes en el segmento de distribución.

No obstante, la normativa vigente debe ser complementada y articulada con el Marco Regulatorio Eléctrico Provincial (Ley Nº 6.497), el contrato de concesión del servicio público de distribución y las resoluciones regulatorias asociadas, a fin de conformar un esquema coherente que permita el desarrollo efectivo de nuevos mercados y servicios energéticos.

En este sentido, la investigación aborda el diseño de una red eléctrica inteligente sustentada en dos pilares fundamentales. Por un lado, una hoja de ruta que permita coordinar los esfuerzos del sector público y privado, ordenando inversiones, reformas regulatorias y desarrollos tecnológicos. Por otro, un conjunto de reglas de mercado y mecanismos regulatorios que generen los incentivos adecuados para promover la eficiencia económica, la innovación y la sostenibilidad ambiental.

El alcance del trabajo se limita al segmento de distribución de energía eléctrica en la Provincia de Mendoza, considerando sus particularidades institucionales, técnicas y regulatorias, y se focaliza en el análisis de los aspectos tecnológicos, económicos, regulatorios e institucionales necesarios para viabilizar la transición hacia un sistema de red inteligente.

En este contexto, se presenta claramente la necesidad de continuar el camino iniciado en la Provincia de Mendoza, incorporando al sistema de distribución avances tecnológicos, operativos y comerciales, así como reglas de juego (nuevo marco normativo que integre las leyes antes citadas) que contemplen tales aspectos facilitando la competencia a nivel minorista y con ello la reducción de costos del servicio eléctrico, bajo un modelo descentralizado, digitalizado y descarbonizado

Considerando las experiencias internacionales se propone una *Hoja de Ruta* que sobre la base de los ejes estratégicos planteados permita modernizar la red eléctrica tradicional mediante tecnologías digitales, automatización, comunicación avanzada, integración de energías renovables, cuyo fin sea la aparición de nuevos productos y servicios que generen las condiciones para un mercado minorista competitivo en la Provincia de Mendoza.

Siguiendo a (Littlechild, 2025), la elaboración de una *Hoja de Ruta* debe surgir del acuerdo entre los diferentes actores de la sociedad:

> *"En resumen, la regulación se ha alejado gradualmente de promover la competencia y la eficiencia, y, en general, de intentar descubrir y satisfacer las necesidades de los clientes. Esto favorece el intento de satisfacer las demandas del gobierno, en particular para abordar el objetivo de cero emisiones netas. Esto podría generar tensiones y resistencia innecesarias. Sin embargo,* ***existe una solución: la negociación de acuerdos****. Que cada red de energía y empresa de agua, junto con sus clientes, los residentes locales y los grupos ambientalistas, elaboren un plan consensuado para el futuro, a la luz de la política gubernamental. Posteriormente, se supervisará y, de ser necesario, se ajustará el plan en función de los acontecimientos.* ***Los reguladores económicos actuarían como facilitadores, en lugar de intervenir de forma deliberada****."*

1.3. METODO A UTILIZAR EN LA INVESTIGACIÓN

La metodología adoptada en esta tesis combina un enfoque descriptivo y explicativo, apoyado en un análisis sistémico del sector eléctrico provincial. En primer lugar, se realiza una revisión bibliográfica de la literatura especializada sobre redes eléctricas inteligentes, mercados eléctricos minoristas, recursos energéticos distribuidos y regulación económica del sector eléctrico.

La recolección de información incluye fuentes primarias y secundarias, tales como libros, artículos académicos, documentos de organismos internacionales, normativa legal y regulatoria, informes técnicos del sector eléctrico provincial y entrevistas a actores relevantes del ámbito institucional. Asimismo, se analizan experiencias internacionales comparables que permiten identificar buenas prácticas y lecciones aprendidas aplicables al contexto mendocino.

A partir de un análisis inductivo del sistema de distribución de energía eléctrica de la Provincia de Mendoza, se construye un diagnóstico del estado actual de la red, de los mecanismos de incentivos existentes y de las restricciones técnicas y regulatorias. Sobre

esta base, se evalúan distintos escenarios de implementación de redes eléctricas inteligentes y se formulan propuestas de adecuación normativa y de diseño de mercado.

Finalmente, la investigación culmina con el diseño de una hoja de ruta que integra los resultados del análisis técnico, económico y regulatorio, orientada a maximizar el bienestar social y a promover un desarrollo sustentable de largo plazo del sistema eléctrico provincial.

CAPITULO II. MARCO CONCEPTUAL. ENFOQUE TEÓRICO SELECCIONADO

En este capítulo se describe en qué consiste el proceso de transformación que se está desarrollando en el sector eléctrico. Ello implica, la incorporación de inteligencia a la red de distribución (*Smart Grids en inglés*), integración de recursos de energía distribuida, un nuevo rol de los consumidores, instalación de infraestructura de medición avanzada, desarrollo de plataformas de comercialización, establecimiento de tarifas dinámicas y desarrollo de mercados minoristas.

2.1. LA TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sector eléctrico a nivel mundial atraviesa un proceso de transformación estructural impulsado por la innovación tecnológica, el cambio climático y la evolución de las preferencias de los consumidores. Este proceso se sustenta en tres ejes fundamentales: descarbonización, digitalización y descentralización, los cuales redefinen la organización técnica, económica y regulatoria de los sistemas eléctricos.

La descarbonización se asocia a la incorporación creciente de fuentes de energía renovable de bajas emisiones, mientras que la digitalización comprende la aplicación de tecnologías de la información y la comunicación a la operación y gestión de las redes eléctricas. Por su parte, la descentralización refiere al desarrollo de recursos energéticos distribuidos, tales como la generación distribuida, el almacenamiento energético y la gestión activa de la demanda.

Siguiendo el enfoque schumpeteriano, este proceso puede interpretarse como una dinámica de innovación permanente y "destrucción creativa", en la cual las estructuras tradicionales del sector eléctrico son progresivamente reemplazadas por modelos más eficientes, flexibles y orientados a los servicios energéticos.

La transformación está asociada a la innovación. (Sledzik, 2013) en su trabajo concluye que las economías actuales basadas en el conocimiento dependen de un progreso tecnológico dinámico y la generación de innovación ya no depende de personalidades individuales, sino que implica la cooperación de diversos actores diferentes. A su vez, cita los conceptos de innovación del trabajo de (Schumpeter, 1943) que describió el desarrollo

como un proceso histórico de cambios estructurales, sustancialmente impulsado por la innovación, dividido en cinco aspectos:

- lanzamiento de un nuevo producto o una nueva especie de producto ya conocido;
- aplicación de nuevos métodos de producción o venta de un producto (aún no probados en la industria);
- apertura de un nuevo mercado (el mercado para el cual una rama de la industria aún no estaba representada);
- adquisición de nuevas fuentes de suministro de materias primas o productos semielaborados;
- nueva estructura de la industria, como la creación o destrucción de una posición de monopolio.

El sector eléctrico en el mundo está en un proceso de transformación basado en tres pilares fundamentales: Descarbonización, Digitalización y Descentralización. La Descarbonización comprende la incorporación de fuentes de energías renovables (solar, eólica, hidráulica, biomasa, etc.). La Digitalización se relaciona al desarrollo de tecnologías de información y comunicación aplicadas a procesos del sector eléctrico. Por último, la Descentralización se refiere a lo que se denominan recursos energéticos distribuidos (generación distribuida, almacenamiento energético, administración de la demanda), a comercializadores, contratos entre privados (Smart Contracts), etc. Una frase que une a los tres eslabones (Descarbonización, Digitalización y Descentralización) antes presentados es la ***Innovación permanente***. Brevemente la innovación permanente en el sentido de *Schumpeter* está relacionada a un proceso continuo y dinámico que modifica estructuras existentes y las reemplaza por otras más eficientes y avanzadas, es lo que denominó "*Destrucción Creativa*".

El proceso de transformación debe desarrollarse para que, a futuro, el mercado eléctrico se defina en función de sus servicios, y, dada sus características, como lo es ahora el sector de telecomunicaciones. En relación con las claves que han incentivado el desarrollo del sector de telecomunicaciones se pueden resumir en: avance tecnológico continuo, infraestructura en redes (móviles y de banda ancha fija en áreas urbanas y rurales.), promoción de la competencia, la interconexión y la neutralidad de la red (por una misma

red se prestan diferentes servicios). En ese sentido[5], el sistema eléctrico del futuro se definirá por los servicios que la electricidad puede brindar, con un flujo bidireccional de energía e información para que la generación, la distribución y los usuarios finales produzcan o usen energía y, al mismo tiempo, brinden servicios que puedan respaldar el funcionamiento de la red.

Lo anterior lo resume en su libro (Ariño Ortiz, 2020) en el cual la transformación se caracteriza por mayor descentralización a través de la incorporación de recursos energéticos distribuidos con aprovechamiento de energías renovables (descarbonización), la digitalización, la progresiva electrificación de otros sectores (transporte, vivienda, consumos domésticos) y una participación más activa de los consumidores organizados. En la opinión de dicho autor, este cambio refuerza la potencial competencia y hace necesario revisar el marco regulatorio para asegurar una competencia efectiva entre la generación centralizada y los recursos energéticos descentralizados.

En el **Cuadro II** (Ariño Ortiz, 2020) relaciona los cambios que se presentarán en el sistema eléctrico como resultado de la innovación tecnológica y la integración de energías renovables:

- La estructura de costos de la generación en la actualidad posee un elemento importante de costo variable, en particular el costo de los combustibles fósiles. En el futuro, una gran parte de los costos de generación serán costos fijos (de capital) con costos variables casi nulos.
- La estructura del sector está ahora mayormente centralizada, con grandes centrales lejos del consumo. En el futuro, el sector estará más descentralizado, con recursos energéticos distribuidos y autoconsumo.
- La estructura tarifaria actualmente está basada en gran medida en el volumen consumido (*$/kWh*) y bajo estructuras preestablecidas (residencial, comercial, grandes demandas). En el futuro es probable que existen opciones de tarifas para los consumidores.

5 Electricity System Development - A Focus on Smart Grids (United Nations Economic Commision for Europe).

- El consumidor actualmente posee una conducta pasiva, en tanto que en el en el futuro será activa y participativa dados los incentivos e innovaciones tecnológicas (recursos energéticos distribuidos acompañado de tarifas dinámicas). Ello permitirá el desarrollo de nuevos modelos de negocios y mercados.
- La planificación y la operación suponen hoy que la generación es flexible y puede corresponderse con una demanda incierta, mientras que en el futuro será al revés: la gran mayoría de la generación será inflexible y no despachable, mientras que la demanda ofrecerá una fuente de flexibilidad al sistema. Ello se conoce como gestión por el lado de la demanda (*Demand Side Management en inglés*).
- El control y el despacho ahora están controlados desde el centro (el Operador del Sistema) y en el futuro Internet y la digitalización permitirán la descentralización del sistema eléctrico.
- La red va a pasar de ser un conducto neutro a ser un actor inteligente, que compite con otras fuentes energéticas. Además, la red va a tener que adaptarse a un sistema con volatilidad tanto en el lado de la oferta como en el lado de la demanda. En este nuevo contexto, puede ser importante que el Operador del Sistema —que elige entre diferentes fuentes de energía y de flexibilidad— sea independiente del dueño de la red.

Cuadro II. Cambios del Sistema eléctrico.

	Ahora	**Futuro**
Estructura de Costos	Mayoría Variable	Mayoría Fija (Capital)
Estructura de Generación	Centralizada	Descentralizada
Precios	kWh	?
Planificación y Operación	Oferta flexible para coincidir con la demanda	Demanda flexible para coincidir con la oferta
Control y Despacho	Desde el centro	Desde todo el sistema (internet)
Papel de la Demanda	Pasiva	Interactiva
Papel de las Redes	Conducto neutro	Actor Inteligente

A menudo, el despliegue de tecnologías de redes inteligentes se denomina "inteligencia de la red" o "modernización del sistema eléctrico". Desde el inicio de una red existente, o la construcción de nuevas redes (o extensiones de redes), ***el despliegue de tecnologías de redes inteligentes no es un objetivo, sino un habilitador para ofrecer servicios de***

electricidad requerida por los usuarios finales en forma segura, confiable, limpia y económica.

Para que la transformación descrita sea efectiva, se requiere un marco cuyos pilares sean la innovación tecnológica y el desarrollo de nuevos mercados y servicios mediante la incorporación de inteligencia tanto en la red como en la demanda y oferta de servicios energéticos.

Ese marco se caracteriza en la incorporación de una variedad de innovaciones que se puede resumir en los siguientes aspectos:

- Almacenamiento de energía y generación distribuida;
- Microrredes;
- Sistemas que permitan a las empresas de servicios públicos integrar dispositivos locales de generación, almacenamiento y uso final, incluidos los sistemas de gestión de la energía y los sistemas de gestión de la distribución;
- Topologías, que fomentan la electrificación en función de sus beneficios sociales;
- Infraestructura ampliada, que incluye sensores, análisis de datos y comunicaciones, así como los medios para gestionar la futura infraestructura;
- Tecnologías que integran al consumidor en el sistema de suministro de energía a través de servicios, redes sociales y "aplicaciones" (apps).
- Aprovechar las ventajas de la inversión en infraestructura combinada, incluidas las comunicaciones y la electricidad;
- Expansión de modelos comerciales para permitir una forma de carga flexible donde los consumidores apoyan la red y la red apoya a los consumidores.

La incorporación de recursos de energía distribuida va a requerir una red moderna caracterizada por conectividad, reglas que permitan la interconexión y estructuras de tarifas innovadoras que mejoren el valor del sistema eléctrico para todos los consumidores (Gellings., 2014.).

Actualmente, las alternativas para abastecerse de energía eléctrica son: comprarle a la empresa distribuidora o acceder al mercado eléctrico mayorista (MEM) usando las redes de la empresa distribuidora. Con los recursos de energía distribuida se genera una nueva posibilidad. La transformación del sector eléctrico que permita el desenvolvimiento de dichos recursos implica llevar adelante un cambio de paradigma que se base en la existencia de incentivos y condiciones que lo hagan factible. Así, aparece como necesario el cumplimiento de las siguientes condiciones: la ***conformación de un mercado minorista competitivo, la implementación de una red eléctrica inteligente integrada por infraestructura de medición avanzada (AMI) y un correcto sistema de precios***. Siguiendo a (Ariño Ortiz, 2020) la visión que se plantea es el modelo de liberalización definido originalmente, pero mejorado y adaptado a un sistema eléctrico descarbonizado, descentralizado y digitalizado.

Respecto del primer punto, relacionado a la conformación de un mercado minorista, (Sumper, 2018) desarrolla la idea de mercados de energía locales o micromercados, considerando que una de las ventajas de ser local y de pequeña escala es satisfacer las preferencias de los consumidores (por ejemplo, algunos consumidores están dispuestos a adquirir energía que cumplan con sus preferencias ambientales, como ser libre de carbono, libre de contaminación, exclusivamente renovable y generada localmente y adecuada a su función de demanda). El autor analiza dos alternativas: enfoque centralizado o persona a persona (*peer to peer* en inglés).

A lo planteado, se debe incorporar un elemento más que desarrollaremos luego y son las Plataformas de Mercado. (Weiller, 2013) en relación con estos aspectos concluyen que se puede esperar que los modelos comerciales de plataforma y las estrategias de precios bilaterales sean parte de la transición hacia un sistema eléctrico eficiente y bajo en carbono. El mercado minorista de electricidad está emergiendo con los elementos de un mercado de plataforma, a saber, una necesidad y un alto valor agregado para uno o más intermediarios de "emparejamiento" (equilibrar en tiempo real la demandada con la oferta de energía eléctrica, en otras palabras ajustar la demanda a la generación de energías renovables intermitentes) entre proveedores que no pueden predecir su generación y consumidores que comienzan a participar en la gestión activa de la demanda de energía. El servicio de

"emparejamiento" de equilibrar la oferta y la demanda en las redes de distribución locales maximizaría el excedente social en el sistema al permitir un mercado de electricidad sostenible, eficiente y con pocas pérdidas.

A lo anterior agregan dichos autores que los servicios de plataforma solo pueden ocurrir como resultado de la diferenciación de las preferencias de los consumidores por la electricidad en función de la fuente, el precio y la calidad del suministro. La transición a un sistema más inteligente con fijación de precios en tiempo real, TIC, medidores y electrodomésticos inteligentes conduce a la posibilidad (y el valor) de un proveedor de servicios de intermediación para vincular a los consumidores con servicios de energía específicos en función de los nuevos datos de energía disponibles.

El segundo aspecto está relacionado con las redes eléctricas inteligentes, que en el contexto del trabajo deben permitir la integración de los diferentes elementos que conformarían un mercado minorista. Así, las redes cumplirán sus funciones: serán plataformas digitales inteligentes, que gestionan flujos en múltiples direcciones y facilitan el desarrollo de nuevos servicios y redes para usos específicos. La gestión de las redes será clave para el desarrollo de las energías distribuidas y para asegurar la estabilidad de un sistema eléctrico con mayor volatilidad del lado de la demanda y de la oferta (Ariño Ortiz, 2020).

El tercer elemento es la instalación de infraestructura de medición avanzada (*Advanced Metering Infrastructure* - AMI por sus siglas en inglés) compuesto por: medidores inteligentes, red de comunicación y sistema de recepción y gestión de datos. Sobre este punto, (Joskow, 2012) concluye que la medición inteligente permite registrar el consumo de electricidad en tiempo real, tener capacidades de comunicación bidireccional que permiten precios minoristas en tiempo real vinculados a variaciones en los precios mayoristas, conducir al control remoto de la demanda del cliente al permitir que el proveedor minorista o el cliente para ajustar la utilización de electrodomésticos dentro de la casa o negocio del cliente.

El cuarto elemento son las denominadas tarifas dinámicas. Ello comprende estructuras tarifarias que contienen valores que varían temporalmente (diaria, estacionalmente, etc.).

Sobre este tema (Joskow, 2012) destaca que la fijación de precios en tiempo real puede estimular las innovaciones en electrodomésticos y equipos dentro del hogar o en los negocios para que sean capaces de responder más fácilmente a los cambios en los precios en tiempo real y los arreglos de gestión de carga realizados con los proveedores minoristas.

En los años 90 Argentina experimentó un profundo proceso de transformación en el sector eléctrico. (Bastos & Abdala, 1993.) propusieron las siguientes ideas, que fueron las bases de los cambios:

- La introducción y promoción de la competencia y los mecanismos de mercado en todas las actividades donde esto fuera posible. Para ello se requería la separación nítida entre actividades según sean de carácter monopólico (demandantes de regulación) o pasibles de quedar libradas a las reglas del mercado.
- La creación de condiciones y reglas de juego transparentes (organización del mercado mayorista) que faciliten la concurrencia de productores y consumidores y que genere precios que transmitan señales eficientes de incentivos para aumentar la oferta eléctrica.
- La separación del Estado de las actividades empresarias del sector, reservándose la función de definición de políticas, la regulación por incentivos (control de resultados) para las actividades prestadas en carácter monopólico (transporte y distribución) y la fiscalización.
- La descentralización de las decisiones de planificación en el sector.
- La incorporación del sector privado a la actividad en condiciones de riesgo.

La innovación tecnológica que se ha producido (*incorporar inteligencia*), crea las condiciones para un nuevo proceso de transformación en el sector eléctrico cuyos pilares, además de los planteados en oportunidad de los años 90, son mayor descentralización, digitalización y descarbonización al nivel del segmento de distribución.

2.2. MISION, VISION y RESUMEN DE LA TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MENDOZA PROPUESTA

En el punto anterior hemos desarrollado el marco de lo que se entiende por transformación del sector eléctrico. A continuación, definiremos la misión y visión de dicho proceso.

2.2.1.Misión

Diseñar un mercado minorista competitivo de energía eléctrica en el segmento de distribución en la Provincia de Mendoza basado en los principios de descentralización, digitalización y descarbonización.

2.2.2.Visión

Establecer normativa que permita la apertura de un mercado minorista integrando las Leyes 6497, 9084, decretos y resoluciones que incorpore inteligencia a los actores del sector eléctrico en la Provincia de Mendoza conforma un sistema integral seguro, confiable y eficiente, que genere valor a los agentes que él participan.

2.2.3.Principios

Los principios bajo los cuales debe instaurarse el Mercado Minorista a corto, mediano y largo plazo fundamentado en la investigación, desarrollo, transparencia y consulta a los diferentes actores de la sociedad, son los siguientes:

- Prestación de Servicios: se establezca en función de las necesidades de los consumidores adaptándose a los cambios y desafíos futuros permitiendo el desarrollo de nuevos productos y servicios.
- Económico: estimular la competencia donde sea posible a través de reglas de mercado que estimulen la innovación y la administración eficiente de la energía, sin perjuicio de mecanismos regulatorios cuando sea necesario.
- Accesible: permitir el acceso a todos los consumidores a las fuentes de energía renovables que impulsen el desarrollo de los recursos de energía distribuida de cero o bajas emisiones de carbono.
- Confiable: estableciendo condiciones de seguridad y calidad del suministro dadas las exigencias de la era digital.

2.2.4.Resumen

En resumen, el presente trabajo se inscribe en un enfoque teórico interdisciplinario, que combina fundamentos técnicos, de economía de la energía y tecnologías de la información y la comunicación (TIC). Este enfoque permite abordar de manera integral la transformación

del sistema eléctrico hacia una configuración más descentralizada, digitalizada, automatizada y participativa, caracterizada por la implementación de la Red Eléctrica Inteligente (Smart Grid) y el desarrollo de un mercado minorista bajo condiciones de competencia

2.2.5. *Red Eléctrica Inteligente (Smart Grid)*

Las redes eléctricas inteligentes se definen como sistemas eléctricos que integran tecnologías digitales de medición, comunicación y control, permitiendo la gestión bidireccional de los flujos de energía e información. Estas redes habilitan la participación activa de los usuarios, la integración eficiente de recursos energéticos distribuidos y el desarrollo de nuevos servicios y mercados energéticos.

Desde una perspectiva teórica, la red eléctrica inteligente puede conceptualizarse como un sistema sociotécnico complejo, en el que interactúan múltiples actores —distribuidores, consumidores, usuarios-generadores, comercializadores, agregadores y reguladores— bajo un marco institucional y de mercado en constante evolución.

2.2.6. Recursos Energéticos Distribuidos

Los recursos energéticos distribuidos comprenden tecnologías de generación distribuida, almacenamiento energético, vehículos eléctricos y sistemas de gestión de la demanda ubicados en el entorno del usuario final. Estos recursos introducen flexibilidad en el sistema eléctrico, reducen pérdidas, mejoran la resiliencia de la red y facilitan la integración de energías renovables.

Desde el punto de vista económico, los recursos energéticos distribuidos modifican el modelo tradicional unidireccional del sector eléctrico y generan nuevas oportunidades para la competencia, la innovación y la provisión de servicios energéticos diferenciados.

2.2.7.Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)

La infraestructura de medición avanzada constituye uno de los pilares tecnológicos de las redes eléctricas inteligentes. Está compuesta por medidores inteligentes, redes de comunicación bidireccional y sistemas de gestión de datos, permitiendo la medición en tiempo real, la facturación dinámica y la gestión activa del consumo por parte de los usuarios.

La AMI es un habilitador clave para la implementación de tarifas dinámicas, programas de respuesta a la demanda y mercados eléctricos minoristas, al proporcionar información precisa y oportuna tanto a los usuarios como a los operadores del sistema.

2.2.8.Mercados Eléctricos Minoristas y plataformas

La transformación del sector eléctrico impulsa el desarrollo de mercados eléctricos minoristas locales, en los cuales los usuarios pueden interactuar activamente con los precios, contratar servicios energéticos personalizados y comercializar excedentes de generación distribuida. Estos mercados se apoyan en plataformas digitales que facilitan el emparejamiento entre oferta y demanda y la gestión eficiente de la flexibilidad del sistema.

Desde el enfoque de la economía de redes y de los mercados de plataforma, estos esquemas permiten maximizar el excedente social, promover la eficiencia asignativa y fomentar la innovación en productos y servicios energéticos.

2.2.9.Síntesis del enfoque teórico

El enfoque teórico adoptado en esta tesis articula tres dimensiones centrales: la innovación tecnológica, el diseño de nuevos modelos de mercado y la adaptación del marco regulatorio. La interacción de estos ejes permite avanzar hacia un sistema eléctrico más digitalizado, descentralizado y descarbonizado, en el cual la red de distribución deja de ser un mero conducto pasivo y se convierte en una plataforma inteligente para la provisión de servicios energéticos.

Este marco conceptual constituye la base analítica sobre la cual se evalúa el sistema eléctrico de la Provincia de Mendoza y se diseña la hoja de ruta propuesta en los capítulos posteriores.

CAPITULO III. MARCO LEGAL PROVINCIA DE MENDOZA Y NACIONAL

Este capítulo describe la normativa vigente en la Provincia de Mendoza y nacional. Así, se especifican las reglas que establece el marco regulatorio, el régimen tarifario, los procedimientos para actualizar los cuadros tarifarios, leyes y decretos que incorporaran la temática de recursos energéticos distribuidos, redes inteligentes, así como resoluciones emitidas por el Ente Provincial Regulador Eléctrico que implementan diferentes aspectos. A su vez se describe la normativa nacional luego de la sanción de la Ley 27742 (Ley Bases y Punto de Partida) en materia de energía eléctrica.

3.1. INTRODUCCIÓN Y ENFOQUE ANALÍTICO

El marco normativo del sector eléctrico de la Provincia de Mendoza fue diseñado originalmente para un sistema centralizado, con flujos unidireccionales de energía y una clara separación entre actividades competitivas y monopólicas. Sin embargo, la incorporación progresiva de recursos energéticos distribuidos, tecnologías digitales y nuevos esquemas de mercado plantea tensiones estructurales con dicho modelo regulatorio.

En este capítulo se analizan las principales normas provinciales y nacionales desde una perspectiva funcional, evaluando su grado de compatibilidad con la implementación de redes eléctricas inteligentes y con el desarrollo de un mercado eléctrico minorista bajo condiciones de competencia.

3.2. LEY 6497 Y MODIFICATORIAS (MARCO REGULATORIO ELÉCTRICO PROVINCIA DE MENDOZA)

La Ley N.º 6.497 constituye el marco regulatorio eléctrico de la Provincia de Mendoza. Establece la organización del sector eléctrico, define las actividades reguladas y competitivas, y fija los principios tarifarios aplicables al servicio público de distribución.

Desde el punto de vista de la transformación hacia redes inteligentes, esta ley presenta una doble característica. Por un lado, contiene principios plenamente compatibles con el nuevo paradigma, tales como la promoción del uso eficiente de la energía, la incorporación de innovación tecnológica y la preservación del ambiente. Por otro, se apoya en una concepción

de la distribución como monopolio natural integrado, donde la gestión de la red y la comercialización se encuentran unificadas bajo un régimen de exclusividad zonal.

Esta estructura limita la posibilidad de introducir competencia minorista plena, salvo en aquellos casos en que innovaciones tecnológicas justifiquen la apertura del mercado, tal como lo prevé expresamente el contrato de concesión. En este sentido, las redes eléctricas inteligentes aparecen como el elemento tecnológico que habilita dicha excepción, al permitir separar funcionalmente la operación de la red de la provisión de servicios energéticos.

El Marco Regulatorio Provincial es el conjunto de normas que rigen la actividad eléctrica en lo concerniente a:

- Jurisdicción Provincial y objeto de regulación: las actividades a las que se atribuye la condición de servicio público son transporte, distribución, generación y distribución en zonas aisladas, mientras que la generación para abastecer de energía eléctrica a un servicio público se considera de interés general.
- Agentes de la actividad eléctrica. Diferencia las actividades de generación, transporte y distribución, de forma que distintos agentes cumplan estas. Establece que no se podrá impedir ni restringir el acceso de los grandes usuarios al MEM.
- Objetivos de la política electroenergética: entre otros, asegurar el libre acceso, la no discriminación y uso generalizado de los servicios de transporte y distribución, promover las inversiones, y asegurar la competencia donde sea posible.
- Autoridad de Aplicación: actualmente la Autoridad de Aplicación es la Secretaría de Servicios Públicos y es la responsable de la política energética en la Provincia de Mendoza.
- Ente Provincial Regulador Eléctrico: El organismo de control y fiscalización es el Ente Provincial Regulador Eléctrico (EPRE). Entre las funciones que cumple están las de proteger los derechos de los usuarios, hacer cumplir el marco regulatorio, informar y asesorar a los usuarios respecto de los derechos y obligaciones de los usuarios y la concesionaria, aplicar sanciones, prevenir conductas discriminatorias, proponer subsidios a determinados sectores de la comunidad, etc.
- Concesiones, autorizaciones y permisos: se establece el mecanismo de concesión para realizar actividades de generación, transporte y distribución.

- Normas para la prestación de los servicios públicos de transporte y distribución.
- Derechos y obligaciones de los usuarios.
- Principios Tarifarios.
- Fondo Provincial Compensador de Tarifas: se establecen subsidios explícitos.
- Régimen de sanciones a los concesionarios.
- Normas relativas a la calidad de la prestación del servicio.

La Ley de Transformación del Sector Eléctrico dispone entre otros aspectos los referentes a la constitución de las Empresas Distribuidoras de energía eléctrica que prestarán el servicio en la Provincia de Mendoza.

En concordancia con lo establecido por la ley 24.065 (Marco Regulatorio Eléctrico Nacional) la ley 6.497 caracteriza a las actividades relacionadas al mercado eléctrico de la siguiente forma:

- Generación: Competencia.
- Transporte: Monopolio Natural.
- Distribución: Monopolio Natural.

Según ello, las actividades de transporte y distribución están reguladas por el Estado. En síntesis, dada la estructura de mercado que posee la actividad de distribución, el operador estará sujeto a un régimen regulatorio sobre precios, calidad y atención de los usuarios dentro del territorio designado.

Respecto de los objetivos de la política electroenergética definidos en el art. 10° del Marco Regulatorio Eléctrico es importante destacar, en el contexto del desarrollo del presente trabajo, los siguientes:

"d) Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente y racional de la energía, mediante metodologías y sistemas tarifarios apropiados, el empleo de fuentes renovables y la innovación tecnológica;

e) Alentar la realización de inversiones de riesgo en generación para asegurar a los usuarios el abastecimiento de energía eléctrica a corto, mediano y largo plazo, en condiciones de calidad y precios competitivos;

……..

h) Preservar adecuadamente el ambiente.

En materia tarifaria el marco regulatorio eléctrico en su artículo 43° establece los principios para el cálculo de las tarifas para las empresas distribuidoras. Dichos principios definen:

a) …la posibilidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer sus propios costos eficientes de operación, mantenimiento y expansión de los servicios, los impuestos y una tasa de rentabilidad razonable.

b) En el caso de tarifas de distribuidores, el precio de venta de la energía eléctrica deberá incluir el valor agregado de distribución reconocido al distribuidor, y un término representativo de los costos de adquisición de la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista, ….

d) Los usuarios en condiciones de negociar su propio abastecimiento, que hagan uso de las instalaciones de un concesionario del servicio público de distribución de energía eléctrica para acceder al suministro por parte de otro proveedor, abonarán una tarifa de peaje compuesta por los costos propios de distribución reconocidos al concesionario y utilizados para calcular las tarifas de sus usuarios, los costos de pérdidas de potencia y energía pertinentes, así como también los costos de transporte que el concesionario requiera de otros distribuidores y/o transportistas."

El art. 20° de dicho marco regulatorio eléctrico establece entre otros aspectos:

"Los contratos de concesión del servicio público para el transporte y la distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción provincial, establecerán:

a) El objeto y el plazo de la concesión, el que no podrá exceder los treinta (30) años;

b) Las condiciones generales y específicas de la concesión y los derechos y obligaciones inherentes a la misma, en particular las de satisfacer toda demanda de servicios de suministro eléctrico, los requerimientos de incremento de demanda y el libre acceso;

c) La delimitación de la zona que el concesionario de distribución de energía eléctrica está obligado a atender;

d) *Las normas de calidad de prestación del servicio vinculadas a cada modalidad de consumo, tipo de usuario y zona del territorio provincial;*
e) *El régimen tarifario, los procedimientos para la determinación de las tarifas, el cuadro tarifario que deberá contener las tarifas máximas correspondientes a cada modalidad de consumo;*
f) *Que la retribución a los distribuidores incluida en la tarifa será determinada por su propio y eficiente valor agregado de distribución, el que se determinará teniendo en consideración los parámetros de eficiencia que registren empresas vinculadas a la actividad, no reconociéndose ninguna otra remuneración por aplicación de cuadros tarifarios correspondientes a otras distribuidoras;*
g) *El régimen de infracciones y sanciones;*
h) *Los coeficientes de eficiencia a que hace referencia el Art. 51 de la presente ley;*

En cuanto a la Concesión por el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica se incluye la Gestión de la Red y la Comercialización. En ese sentido, es importante destacar que en el Contrato de Concesión de dicho servicio se establece entre otros aspectos:

- ✓ *La Concesión es con Exclusividad Zonal*
- ✓ *La Concedente (El Estado Provincial de Mendoza), podrá dejar sin efecto la exclusividad zonal o modificar el área dentro de la cual se ejerce, cuando* ***innovaciones tecnológicas*** *convierta toda o parte de la prestación del servicio público, en un ámbito donde puedan competir otras formas de prestación del servicio.*

Asimismo, el Decreto Reglamentario N° 196/1997 en el art. 18° establece:

a) *El régimen tarifario es el conjunto de normas que serán tenidas en cuenta para la aplicación de los cuadros tarifarios.*
b) *Los procedimientos para la determinación de tarifas es el conjunto de disposiciones que se utilizan para la fijación y modificación de los cuadros tarifarios.*

c) *El cuadro tarifario es el listado de precios, tasas y otros cargos máximos que corresponden a cada modalidad de uso y nivel de tensión, con las clasificaciones de usuarios.*

En materia tarifaria, el Decreto Provincial N° 2704/2008 que sustituye al Decreto N° 196/1997 establece la metodología de cálculo del costo propio de distribución en cuanto al costo de capital, costos de operación y mantenimiento y gastos de comercialización.

3.3. REGIMEN TARIFARIO VIGENTE EN LA PROVINCIA DE MENDOZA

El régimen tarifario provincial se basa en un esquema de precios máximos, orientado a garantizar la recuperación de costos eficientes de distribución y comercialización, junto con estándares de calidad del servicio. Las tarifas vigentes fueron diseñadas para un sistema pasivo, con consumidores que no responden activamente a señales de precio y sin participación en la provisión de servicios de flexibilidad.

En este contexto, la estructura tarifaria actual resulta poco compatible con:

- la gestión activa de la demanda,
- la integración masiva de generación distribuida,
- la valorización económica de la flexibilidad,
- y el desarrollo de mercados minoristas dinámicos.

La transición hacia redes inteligentes requiere, por lo tanto, una evolución del régimen tarifario hacia esquemas más granulares y dinámicos, capaces de reflejar costos horarios, señales de congestión y beneficios sistémicos.

Como se mencionó anteriormente, a partir de agosto de 1998, en la Provincia de Mendoza, la regulación económica del servicio de distribución (Gestión de Redes más Gestión de Comercialización) de energía eléctrica se basa en dos pilares fundamentales: las tarifas y la calidad del servicio. El mecanismo regulatorio vigente es el de precios máximos[6], condiciones de calidad de servicio y obligaciones de suministro.

[6] *Mecanismo de incentivos denominado Price-Cap.*

Dado lo establecido en el marco regulatorio, el Régimen Tarifario[7], define las categorías y estructuras de las tarifas que abonan los usuarios finales. En ese sentido, las categorías tarifarias vigentes son:

- *Pequeñas Demandas: usuarios cuya demanda máxima es de hasta 10 kW (kilovatios);*
- *Grandes Demandas: usuarios cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos, es mayor a 10 kW (kilovatios);*
- *Riego Agrícola: usuarios cuya energía consumida está destinada exclusivamente al riego de carácter agrícola;*
- *Servicio de Peaje: agentes del MEM que, para conectarse físicamente al Sistema Argentino de Interconexión, utilizan las instalaciones de la Distribuidora.*

Por su parte el Procedimiento para Actualización del Cuadro Tarifario – Cálculo de los Parámetros[8] determina la metodología de cálculo de las tarifas que abonan los usuarios finales. En la **Figura I** se resumen los conceptos de costos incluidos en las tarifas que abonan los usuarios siguiendo los principios definidos en el marco regulatorio:

- El Costo de Compra de Potencia (*Pp*) y Energía (*Pe*) en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), denominados costo de abastecimiento (*CA*)
- Los Gastos de Comercialización (*GC*).
- Los Costos Propios de Distribución (*CD*).

El sector eléctrico está compuesto por las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización. El flujo comercial y de energía es unidireccional, desde generación a usuario final. En función de ello, el precio que surge del equilibrio de dicho mercado integra los conceptos antes enunciados a los fines de remunerar las actividades involucradas.

7 Integra el Contrato de Concesión de los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de la Provincia de Mendoza.
8 Ibidem 6.

El sector de distribución actualmente es un monopolio natural y está sujeto a regulación económica. Dicha regulación implica fijar las tarifas que abonan los usuarios finales. Así, las tarifas máximas para el caso de Mendoza incorporan los costos de compra de la energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), los costos de transporte (desde el MEM hasta la red de distribución) y los costos propios de distribución y comercialización hasta el usuario final. En términos matemáticos:

$$T_{UF} = CA + CD + GC$$

donde:

T_{UF} es la tarifa a usuario final.

CA representa el costo de abastecimiento, el cual incluye los conceptos de energía, potencia y transporte vinculado con el MEM. Actualmente los precios de la energía y potencia que abonan las empresas distribuidoras (en su función de comercializadores) son establecidos por la Secretaría de Energía (Precios Estacionales)

CD representan los costos propios de distribución. Incluyen la remuneración de los costos de capital y de operación y mantenimiento de la red para la prestación del servicio de distribución.

GC representan los gastos de comercialización. Incluye la remuneración de los gastos comerciales asociados a lectura, medición, atención a clientes, etc. Ello en tanto la empresa distribuidora cumpla con dicha gestión.

Luego, el Gasto Total (tarifa por cantidad consumida, que se expone a través de la factura que la empresa distribuidora realiza al usuario final) se compone de:

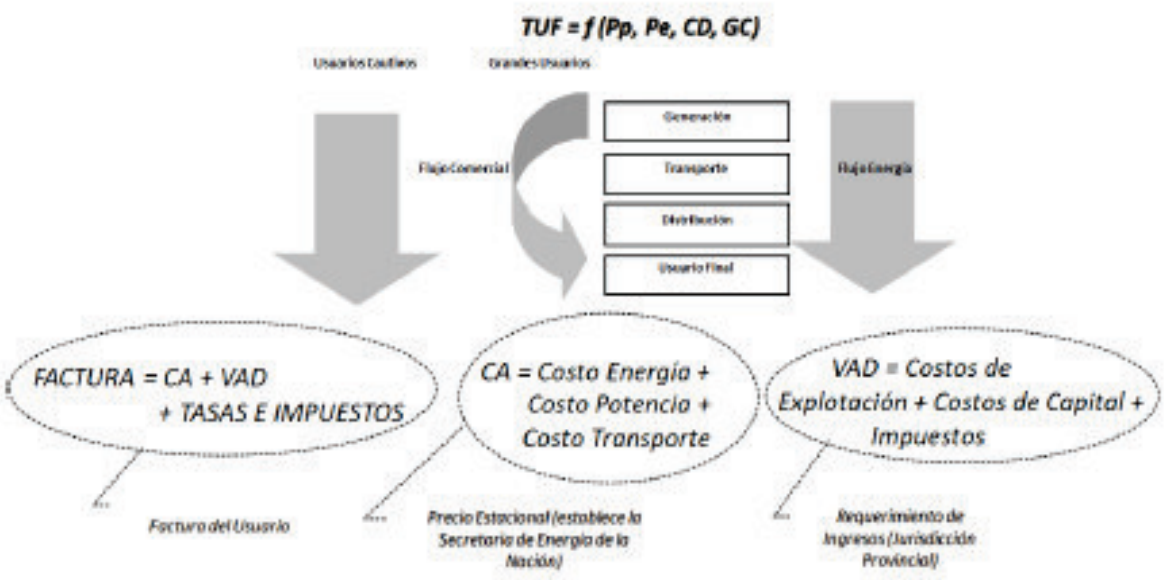
$$GT_{UF} = CA + CD + IMP$$

donde:

GT_{UF} es la factura que abona el usuario final.

IMP son los impuestos y tasas que abonan los usuarios finales.

Figura I. Composición Tarifa Regulada



Como se mencionó, el régimen tarifario define las categorías tarifarias vigentes. Dada dichas categorías, las estructuras a través de las cuales se establece la metodología de cobro a los usuarios finales son las siguientes:

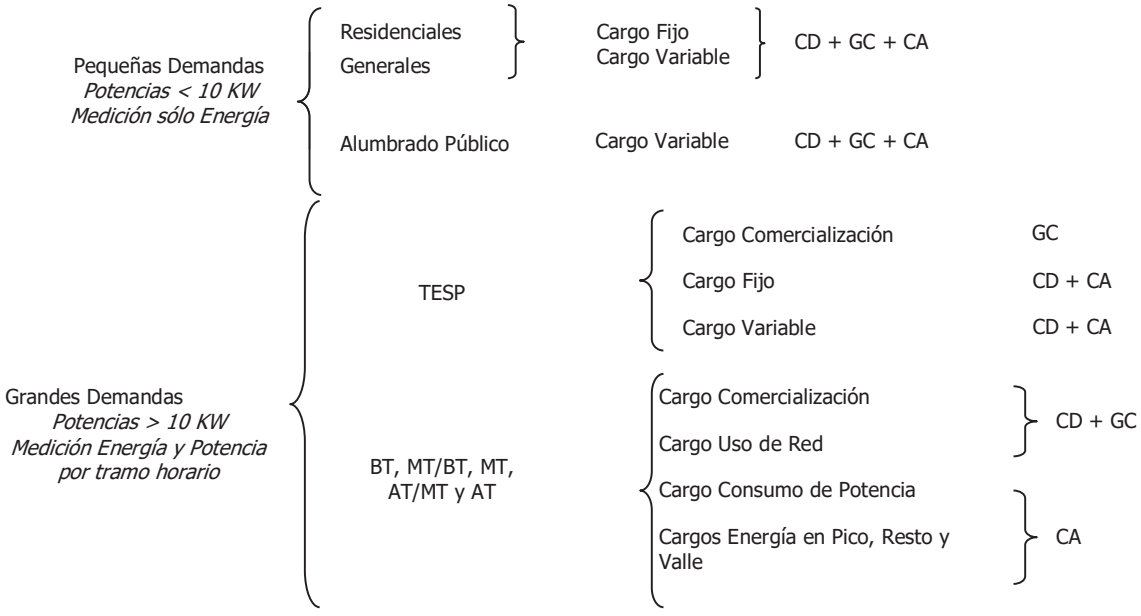
- *Pequeñas Demandas*. Los usuarios encuadrados bajo esta categoría son consumidores residenciales y generales (pequeñas industrias y comercios). La estructura para este tipo de clientes consta de una tarifa en dos partes (*Two-Part Tariffs* por su denominación en inglés): un cargo fijo *($/bim*) y un cargo variable relacionado al consumo de energía eléctrica (*$/KWh*).
- *Grandes Demandas.* Corresponden a empresas medianas y grandes conectados a la lo largo de la red de distribución (Baja, Media y Alta Tensión). La estructura responde a lo que se denomina tarifas multipartes. Así, las tarifas están compuestos por: Cargos Uso de Red ($/KW), Cargos de Comercialización ($/Mes) y los cargos de: consumo de potencia ($/KW – consumo de potencia en horario de pico) y de energía por tramo horario ($/KWh - en horario de pico, resto y valle).
- *Riego Agrícola*. Corresponden a suministros relacionados al consumo de energía eléctrica para el riego agrícola en baja y media tensión. Dicha tarifa esta subsidiada en la provincia a través del fondo provincial compensador de tarifas. El subsidio

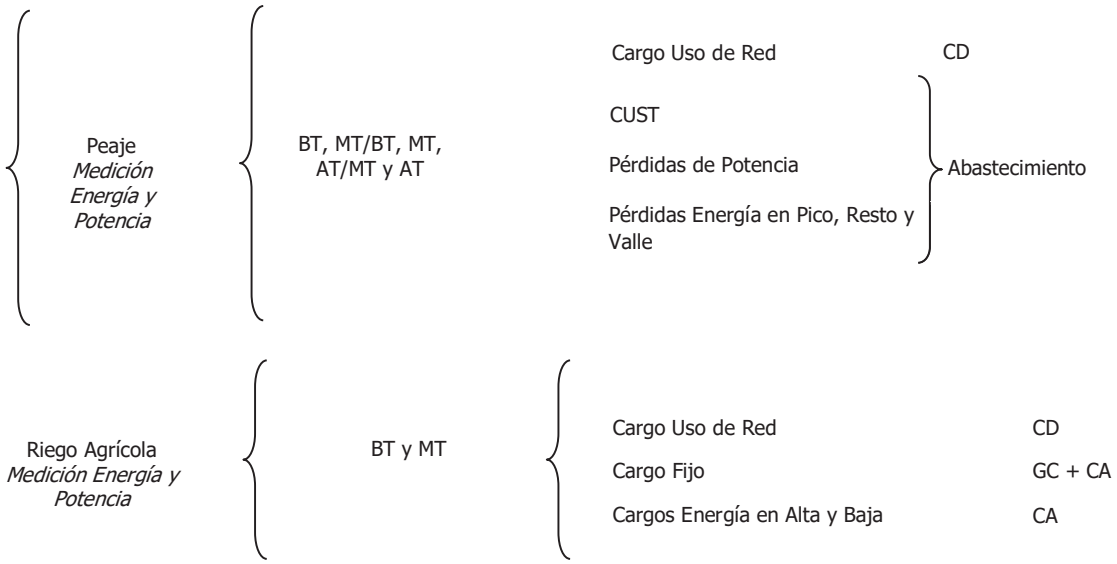
surge de la diferencia entre la tarifa de referencia que abona el usuario y la tarifa pago a distribuidora que recibe la Empresa Distribuidora. Respecto de la estructura de dichas tarifas: a) tarifa de referencia: cargos por consumo de energía ($/KWh) en horas de Alta y Baja y b) tarifa pago a distribuidora: Cargos Uso de Red ($/KW), Cargos Fijo ($/Mes) y los cargos de consumo de energía en Alta y Baja ($/kWh).

- *Servicio de Peaje*. Corresponden a suministros que se abastecen a través del MEM y abonan a la Empresa Distribuidora por el uso de la red. La estructura de la tarifa de esta categoría está compuesta por: Cargos Uso de Red ($/KW), Cargo por Uso del Sistema de Transporte ($/KW) y los cargos de consumo de potencia ($/KW – perdidas de potencia) y de energía por tramo horario ($/KWh – perdidas de energía).

En la **Figura II** se expone un resumen de la Estructura Tarifaria vigente actualmente:

Figura II. Estructura Tarifa Regulada





Donde:

BT: conexión a lo largo de la Red de Baja Tensión

MT/BT: conexión en Bornes del Transformador MT/BT

MT: conexión a lo largo de la Red de Media Tensión

AT/MT: conexión en Bornes del Transformador AT/MT

AT: conexión a lo largo de la Red de Alta Tensión

En el **Cuadro III** y a modo de ejemplo, se realiza una comparativa entre la estructura de la tarifa Residencial y de Grandes Demandas[9]. Permite visualizar que en las tarifas residenciales el CD, GC y CA se distribuyen entre los cargos fijos y variables, mientras que en las tarifas de grandes demandas se discriminan. En la categoría tarifaria residencial, el cargo fijo y variable contiene proporciones definidas el CD, GC y CA, mientras que, para las grandes demandas, esos conceptos se asocian a cargos diferentes como se muestra en el Cuadro III.

[9] *Dentro de la tarifa residencial y grandes demandas existen diferentes categorías tarifarias.*

Cuadro III. Comparativa Tarifa Residencial vs. Grandes Demandas

Tarifa Residencial		***Tarifa Grandes Demandas***	
VAD = CD+GC	*CA*	*VAD = CD+GC*	*CA*
*CF = KPR * (CDFR + GCR)* *CV = (CDFR * KRVRC)*	*CF = (PPST * FPPR * KPRP)* *CV = ((PETRp * KEpR + PETRr* KErR + PETRv * KEvR) * FPEBT) +* *(PPST * FPPR2 * KRVRP)*	*Cargo Comercialización* *Cargo Uso de Red*	*Cargo por Consumo de Potencia* *Cargo por Consumo de Energía en Punta, Resto y Valle*

Donde:

CF: Cargo Fijo

CV: Cargo Variable

KPR: Factor de ajuste del Costo Propio de Distribución y del Gasto de Comercialización, en el Cargo Fijo de la tarifa residencial.

CDFR: Costo Propio de Distribución asignable a la tarifa residencial, expresado en $/kW-mes. Este valor se recalcula de acuerdo con el procedimiento de actualización.

GCR: Gastos de Comercialización asignables a la tarifa residencial, expresado en $/bimestre. Este valor se recalcula de acuerdo con el procedimiento de actualización.

PPST: Precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas, expresado en $/kW-mes.

FPPR: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa residencial.

KPRP: Factor de ajuste del Precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas, en el Cargo Fijo de la tarifa residencial.

PETRp: Precio de la energía adquirida por la distribuidora en el MEM en las horas de punta, expresado en $/kWh.

KEpR: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa residencial en horario de punta.

PETRr: Precio de la energía adquirida por la distribuidora en el MEM en las horas de resto, expresado en $/kWh.

KErR: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa residencial en horario de resto.

PETRv: Precio de la energía adquirida por la distribuidora en el MEM en las horas de valle, expresado en $/kWh.

KEvR: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa residencial en horario de valle.

FPEBT: Factor de ajuste del precio de la energía en el MEM a nivel de baja tensión.

FPPR: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa residencial.

KRVRP: Factor de ajuste del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a tarifas, en el Cargo Variable de la tarifa residencial.

CDFR: Costo Propio de Distribución asignable a la tarifa residencial, expresado en $/kW-mes. Este valor se recalcula de acuerdo con el procedimiento de actualización.

3.4. LEY 7549 Y RESOLUCIÓN EPRE N° 19/2015

La Ley Nº 7.549 introdujo el concepto de autogeneración y habilitó el vuelco de excedentes a la red, marcando el primer reconocimiento normativo del rol activo del usuario. Posteriormente, la Ley Nº 9.084 profundizó este enfoque al crear el Programa de Modernización del Servicio de Distribución y establecer explícitamente la implementación de redes eléctricas inteligentes y del Mercado a Término Mendoza.

Estas normas representan un cambio de paradigma, aunque su implementación práctica requiere:

- coordinación con el marco regulatorio general,
- definición clara de roles institucionales,
- y mecanismos operativos que integren tecnología, mercado y regulación.

La Provincia de Mendoza en el año 2007 sancionó la ley N° 7.549 a través de la cual declara de interés Provincial las actividades de generación, transporte, distribución, uso y consumo de Energía Eólica y Solar en todo el ámbito de la Provincia.

En el artículo 11° de dicha norma se estableció que:

> *"Los usuarios de energía eléctrica conectados a una red de distribución podrán transformarse en autogeneradores y cogeneradores de energía eólica y solar sin límite de potencia. El Ente Provincial Regulador Eléctrico reglamentará en qué casos se les permitirá volcar los excedentes de energía a la red de distribución pública, las condiciones técnicas necesarias para esta operación y la forma de facturación."*

Sobre dicha base el EPRE emitió la Resolución 19 en marzo de 2015 que constituyó la reglamentación del artículo 11°. En tal sentido, la resolución estableció las Condiciones Técnicas de Operación, Mantenimiento, Medición y Facturación para permitir que un Usuario del servicio público de distribución de energía eléctrica, que decida incorporar en sus instalaciones internas un Equipamiento de Generación de Energía Eléctrica (con fuentes renovable como fotovoltaica, minihidráulica, u otras), se transforme en un Usuario/Generador de manera tal de autoabastecerse y, en caso de tener un excedente de energía eléctrica, volcarlo a la red pública de distribución recibiendo una compensación monetaria por ello.

A modo de resumen la resolución 19 estableció los siguientes aspectos:

a) Se define la figura del Usuario/Generador como un usuario titular de un suministro conectado al servicio público de distribución de energía eléctrica que a la vez es titular de un Equipamiento de Generación eléctrica con fuente de energía renovable o que posee instalaciones de generación eficiente.
b) Se establece un procedimiento para la conexión de Equipamientos de Generación Distribuida a la red de distribución.
c) Se establecen las condiciones técnicas para la operación de los equipos de generación.
d) La medición de energía eléctrica de las instalaciones de un Usuario/Generador debe contemplar un medidor bidireccional.

3.5. LEY 9084 Y DECRETO N° 404/2021

Hacia finales del año 2017, nuestro país, publica la ley 27.424 cuyo objeto definido en el artículo 1° es:

> *"Fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias.*

Asimismo, declara de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica con energías renovables para autoconsumo y la inyección de excedentes de energía eléctrica a la red de distribución.

En Mendoza, la ley 9084 de 2018 adhiere a la ley 27.424, declara de interés provincial los Recursos de Energía Distribuida, compuestos por: Generación Distribuida, Almacenamiento Energético y Gestión de la Demanda, como objetivo de política energética previsto en el artículo 10 del Marco Regulatorio Eléctrico Provincial y establece que su alcance es la regulación del régimen de recursos de energía distribuida y la implementación de redes eléctricas inteligentes.

En ese marco, se crea un Régimen de Recursos de Energía Distribuida. Así define a los recursos que lo componen:

a) *Generación Distribuida: equipamiento de generación de pequeña y mediana escala conectada a la red pública de distribución con aprovechamiento de fuentes de energías renovables. Sin perjuicio del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública, Ley Nacional Nº 27.424 que complementa la presente.*
b) *Almacenamiento Energético: comprende tecnologías que permiten almacenar la energía eléctrica generada y liberarla cuando sea necesario.*

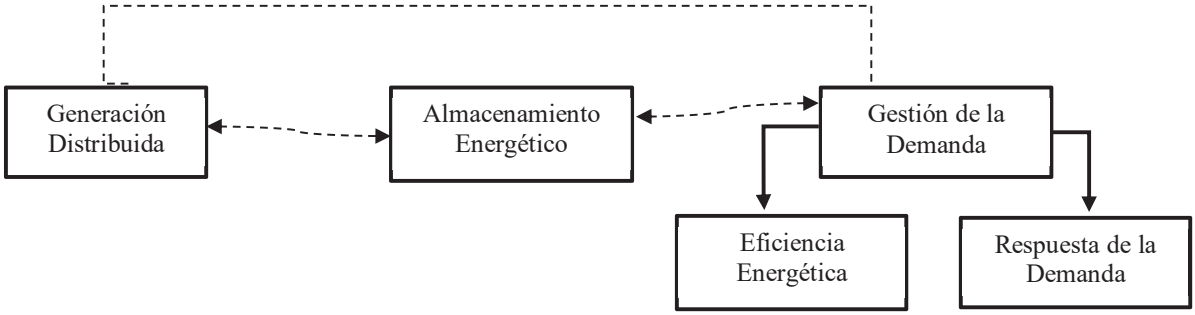
c) *Gestión de la Demanda: modificación de la demanda de energía eléctrica por parte del usuario, reduciendo o cambiando su modalidad en horarios determinados por sistemas tarifarios basados en tiempo de uso, en tiempo real u otras modalidades de comercialización.*
d) *Otros recursos que surjan a partir de la innovación tecnológica.*

El Régimen de Recursos de Energía Distribuida, estará integrado por los Agentes que se definen en la ley 9084 y complementariamente a los establecidos en el artículo 5º de la Ley Provincial Nº 6.497. Dichos Agentes son:

a) *Usuario / Generador: es el usuario titular de un suministro conectado al servicio público de distribución de energía eléctrica que a la vez posee un equipamiento de generación eléctrica con fuente de energía renovable.*
b) *Usuario / Generador Colectivo: es un conjunto de usuarios/generadores contiguos agrupados bajo la forma de un aprovechamiento colectivo de energías renovables.*
c) *Comercializador: es la persona humana o persona jurídica, que intermedia comercialmente entre Agentes del Régimen de Recursos de Energía Distribuida.*
d) *Almacenador Energético: es la persona humana o jurídica que mediante tecnología autorizada por el EPRE almacena energía eléctrica para ponerla a disposición de terceros.*
e) *Generador Virtual: es un sistema integrado por recursos de energía distribuida que actúan como una única planta de generación.*

En la **Figura III** se expone de forma esquemática el Régimen de Recursos de Energía Distribuida que comprende a la Generación Distribuida, el Almacenamiento Energético y la Gestión de la Demanda y las interrelaciones entre los mismos:

Figura III. Recursos Energéticos Distribuidos. Ley 9084



A los efectos de cumplir con el alcance definido, la ley contempla un Programa de Modernización del servicio de distribución de energía eléctrica que tiene por finalidad el desarrollo de la regulación de los recursos de energía distribuida y la implementación de redes inteligentes en este segmento.

A su vez se crea una Mesa de Trabajo a los fines del asesoramiento al Poder Ejecutivo que se integra por representantes de las siguientes instituciones:

a) Secretaría de Servicios Públicos.
b) Ente Provincial Regulador Eléctrico.
c) Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía.
d) Concesionarios del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.
e) Universidades.
f) Catedráticos con acreditados antecedentes en la temática.
g) Empresa Mendocina de Energía SAPEM.
h) Municipios (incorporado por Res. EPRE Nº 01/2022).

El Capítulo IV de la ley define a la Red Eléctrica Inteligente como una red de energía eléctrica equipada con tecnologías avanzadas de medición, automatización, información y comunicación que permita:

- *Aumentar la confiabilidad, seguridad, flexibilidad y eficiencia del servicio eléctrico;*
- *Facilitar la incorporación de recursos de energía distribuida;*

- *Ofrecer nuevos servicios de manera económica y sustentable;*
- *Mejorar la gestión comercial del servicio y permitir mayor interacción entre los dispositivos de los usuarios finales y el servicio eléctrico;*
- *Diversificar la matriz energética;*
- *Proveer información en línea a los actores del sistema, de las condiciones del servicio.*

En el mismo capítulo, y con relación a la Mesa de Trabajo, se establece que podrá identificar, evaluar, diseñar, establecer e instrumentar estrategias, planes, proyectos y acciones en materia de redes eléctricas relacionados al siguiente alcance, no taxativo ni limitativo:

a) La utilización de tecnologías de la información y la comunicación (TIC).
b) La optimización dinámica de la operación de las Redes de Distribución y sus recursos que aseguren la contribución y seguridad del sistema eléctrico.
c) La integración de proyectos de generación distribuida con la inclusión de energías renovables.
d) La incorporación de gestión de la demanda y otros recursos asociados a los principios de eficiencia energética.
e) La integración de equipos y aparatos eléctricos inteligentes a redes de distribución.
f) La integración de tecnologías inteligentes de medición y comunicación, incluyendo la infraestructura que la sustente y estándares de comunicación e interoperabilidad de aparatos y equipos conectados a las redes de distribución.
g) La integración de tecnologías modernas y eficientes para almacenar la electricidad, a fin de satisfacer la demanda cuando sea necesario y mitigar perturbaciones en las redes eléctricas.
h) La identificación y utilización de capacidad de generación eléctrica subutilizada para la recarga de vehículos eléctricos y otros aparatos.
i) El establecimiento de protocolos de interconexión que faciliten a las distribuidoras de energía eléctrica el acceso a electricidad almacenada en distintas formas.
j) La investigación de nuevos esquemas de precios de la energía eléctrica en tiempo real o por períodos de uso.

k) *La identificación y reducción de barreras para la adopción de Redes Eléctricas Inteligentes.*
l) *El suministro a los usuarios de información y opciones para el control de sus recursos, asegurando un rol más activo de los mismos.*
m) *Disminución de la emisión de gases efecto invernadero, mediante el uso de energías renovables.*

Por último, en el Capítulo V crea el Mercado a Término Mendoza (*MTM*) ámbito donde los Agentes del Régimen de Recursos de Energía Distribuida podrán suscribir contratos de energía, capacidad, servicios auxiliares y otras modalidades, conforme a la reglamentación. El EPRE será la autoridad que reglamentará las condiciones, plazos, modalidades de contratos y uso de las redes, bajo las cuales funcionará el mercado.

El Decreto Nº 404/2021 define lineamientos generales de los objetivos trazados por la Ley 9084. En ese sentido, establece, entre otros aspectos, los siguientes:

a) *Lineamientos Generales bajo los cuales la Autoridad Regulatoria procederá a dictar la Normativa específica del Reglamento de Modalidades, Condiciones Técnicas, Comerciales y Legales del Régimen de Recursos de Energía Distribuida y del Mercado a Término Mendoza. Entre dichos lineamientos instruye al EPRE a establecer las condiciones para el desarrollo del Generador Virtual, el Comercializador y una Plataforma Digital de Recursos de Energía Distribuida orientada a la integración de los sistemas interconectados a la red eléctrica, provisión de alternativas tarifarias disponibles y sus beneficios.*

b) *La Secretaría de Servicios Públicos y la Autoridad Regulatoria, con el aporte de la Mesa de Trabajo, impulsarán el Programa de Modernización del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, comprensivo del Régimen de los Recursos de Energía Distribuida, la Red Eléctrica Inteligente, los Incentivos y Beneficios fomentados en la ley.*

c) *La Autoridad Regulatoria establecerá las condiciones para operar y desviar la energía eléctrica de los Agentes del Régimen de Recursos de Energía Distribuida, que atienda adecuadamente a la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico provincial, el libre acceso a las redes y la no discriminación.*

3.6. LA RESOLUCIÓN EPRE N° 01/2022

En enero de 2022, y sobre la base de la ley 9084 y la resolución EPRE 19/2015, dicho organismo sanciona la Resolución N° 1 en la cual aprueba el Reglamento de las Modalidades, Condiciones Técnicas, Comerciales y Legales del Régimen de Recursos de Energía Distribuida.

Esta resolución establece, entre otros temas, los siguientes:

- **Condiciones Técnicas para la Conexión a la Red de Distribución de los Sistemas de Generación/Almacenamiento**. En este apartado se establecen las condiciones de operación, conexión y los elementos de maniobra y protecciones de los Sistemas de Generación/Almacenamiento.

- **Condiciones de Medición y Comunicaciones**. Respecto de la medición, las Empresas Distribuidoras deben instalar un Sistema de Infraestructura de Medición Avanzada (*AMI – Advanced Metering Infraestucture* por su denominación en inglés). En lo relativo al sistema de comunicaciones (integrado en el AMI), las Empresas Distribuidoras deberán definirlo en función de la topografía y extensión del área en la cual prestan el servicio.

- **Condiciones de Facturación**. En la resolución establecen las condiciones para la facturación de los Agentes: Usuarios/Generadores y Usuarios/Generadores colectivos para las modalidades de instalación de Sistemas de Generación/Almacenamiento en un punto de suministro o en un punto de solo inyección[10]. También se definen los cargos

[10] *En un punto de suministro es el caso que el Agente instala un Sistema de Generación/Almacenamiento en el lugar donde consume. En tanto que en el punto de solo inyección implica instalar un Sistema de Generación/Almacenamiento en un lugar de la red diferente al punto donde el usuario consume.*

tarifarios a través de los cuales se factura la energía recibida (kWh que el usuario consume) y volcada (kWh que el usuario inyecta) desde y hacia la red de distribución.

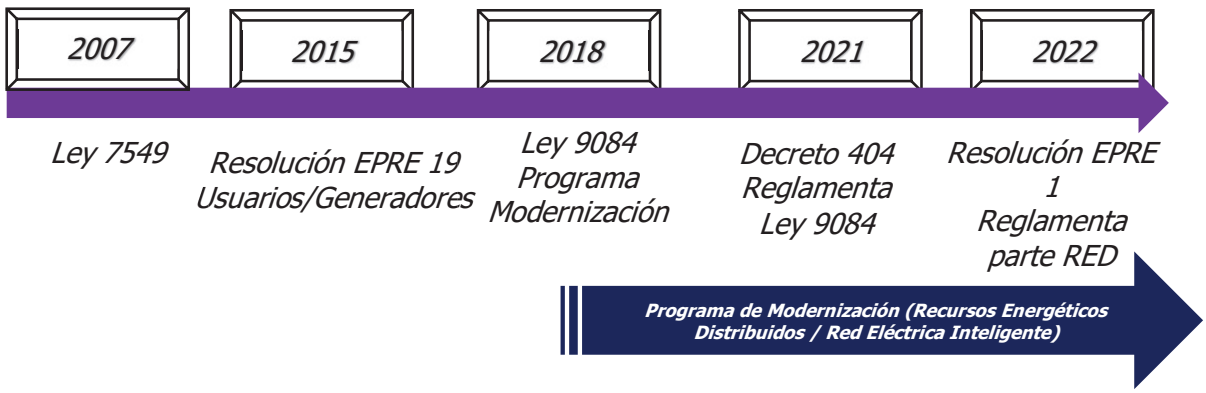
- **Proceso Administrativo de Conexión**. Establece el proceso a través del cual el usuario conecta un Sistema de Generación/Almacenamiento a la red de distribución. El proceso consta básicamente de cuatro pasos: a) realización de una Solicitud de Estudio Técnico por parte del Usuario; b) realización de un Estudio de Condiciones Técnicas para el vuelco de excedentes a la red de distribución; c) emisión del permiso de conexión por parte del municipio correspondiente; y d) firma de contrato de conexión entre el Usuario/Generador y la Empresa Distribuidora.

- **Modelos de Contratos**. Se definen modelos de contratos para las modalidades de conexión establecidas en la resolución 1/22.

- Da continuidad, en el ámbito del EPRE, a la actividad de la **Mesa de Trabajo** establecida en la Ley N° 9.084.

La **Figura IV** resumen, la evolución de la normativa relacionada a la temática que se aborda en el presente trabajo y a partir del año 2018 el inicio del Programa de Modernización que incluye los Recursos Energéticos Distribuidos (RED) y la implementación de la Red Eléctrica Inteligente.

Figura IV. Evolución Normativa Recursos Energéticos Distribuidos, Redes Inteligente y Mercado a Término en Mendoza



3.7. LEY BASES Y PUNTO DE PARTIDA (27742) Y DECRETO NACIONAL 450/2025

En el año 2024 el Congreso de la Nación Argentina aprobó la Ley de Bases y Punto de Partida. El artículo 162° faculta al Poder Ejecutivo Provincial a adecuar las leyes 15.336 y 24.065 considerando las siguientes bases:

a) Promover la apertura del comercio internacional de la energía eléctrica en condiciones de seguridad y confiabilidad, con el objeto de lograr la mayor cantidad de participantes en la industria, pudiendo el Estado formular objeciones por motivos fundados técnica o económicamente en la seguridad del suministro;
b) Asegurar la libre comercialización y máxima competencia de la industria de la energía eléctrica, garantizando a los usuarios finales, la libre elección de proveedor;
c) Impulsar el despacho económico de las transacciones de energía sobre una base de la remuneración en el costo económico horario del sistema, teniendo en consideración el gasto marginal horario del sistema; y aquél que represente para la comunidad la energía no suministrada;
d) Adecuar las tarifas del sistema energético sobre la base de los costos reales del suministro a fin de cubrir las necesidades de inversión y garantizar la prestación continua y regular de los servicios públicos conforme los principios tarifarios de las leyes 24.065 y 24.076;
e) Propender a la explicitación de los diferentes conceptos a pagar por el usuario final, con la expresa obligación del distribuidor de actuar como agente de percepción o retención de los importes a percibir en concepto de energía, transporte e impuestos correspondientes al mercado eléctrico mayorista y al fisco, según corresponda;
f) Garantizar el desarrollo de infraestructura de transporte de energía eléctrica mediante mecanismos abiertos, transparentes, eficientes y competitivos;

Luego el Poder Ejecutivo Nacional por Decreto 450 de julio de 2025 aprueba las adecuaciones de las Leyes 15336 y 24065 fijando un período de transición de 24 meses desde la fecha de vigencia del decreto, para la modificación de las reglamentaciones y la normativa complementaria.

Del Anexo II del Decreto 450/2025 destacamos los siguientes aspectos:

"Artículo 2º.- Se fijan los objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad:

a) *proteger adecuadamente los derechos de los usuarios;*
b) ***promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo habilitando la celebración de contratos a término de energía eléctrica****;*
c) *promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad;*
d) *regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables, sobre la base de los costos reales del suministro a fin de cubrir las necesidades de inversión y garantizar la prestación continua y regular de los servicios públicos conforme los principios tarifarios de la presente ley;*
e) *incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas;*
f) ***alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible****;*
g) ***asegurar, tanto como sea posible, la libertad de elección de los consumidores de energía eléctrica en las relaciones de consumo****;*
h) ***establecer procedimientos ágiles para la operatividad inmediata de señales económicas que vinculen calidad con precio****;*
i) ***promover la eficiente diversificación de la matriz energética, la incorporación de nuevas tecnologías, la medición inteligente y la gestión de demanda, favoreciendo la implementación de mecanismos y sistemas para ello****;*
j) *propiciar el comercio internacional de energía eléctrica y la integración de los sistemas regionales en condiciones de seguridad del suministro y confiabilidad; y*

k) adoptar los recaudos que sean necesarios para alcanzar la autosuficiencia económico-financiera del sistema eléctrico argentino.

"ARTÍCULO 4º.- Serán actores reconocidos del mercado eléctrico nacional los siguientes agentes:

a. generadores o productores independientemente de la fuente;
b. transportistas;
c. distribuidores; y
d. grandes usuarios o usuarios libres.

"ARTÍCULO 4° bis. - También ***actúan en el mercado eléctrico nacional****:*

(i) los ***usuarios-generadores*** *reglados en la Ley N° 27.424 y aquellos que habilite la normativa federal, independientemente de la fuente, en los términos de la normativa al respecto que dicte la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, y*

(ii) los ***participantes identificados por la reglamentación, incluidos los comercializadores y almacenistas****.*

"ARTÍCULO 9º.- Se considera ***distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión, es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente. El distribuidor deberá contratar en el mercado a término, como mínimo, el SETENTA Y CINCO POR CIENTO (75 %) de la energía eléctrica destinada a abastecer a tales usuarios****, en los términos que establezca la reglamentación. Las partes en los contratos que se celebren de acuerdo a lo indicado podrán solicitar que se informe el promedio ponderado de tales contratos junto con el precio estabilizado previsto en el segundo párrafo del artículo 36 de la presente ley".*

3.8. SINTESIS DEL CAPÍTULO

El análisis normativo evidencia que la Provincia de Mendoza cuenta con un marco legal que reconoce los objetivos de la transformación del sector eléctrico, pero que aún responde, en

gran medida, a una lógica de sistema centralizado. La implementación efectiva de redes inteligentes exige una reinterpretación funcional de las normas vigentes y la introducción de adecuaciones regulatorias graduales, orientadas a separar la gestión de la red de la provisión de servicios energéticos y a habilitar la competencia minorista donde resulte eficiente.

CAPITULO IV. DE LA RED ELÉCTRICA ACTUAL A LA RED INTELIGENTE

Este capítulo describe y analiza los componentes del sistema eléctrico centrándonos en el segmento de distribución, definiendo que es una red eléctrica inteligente y los desarrollos que implicarán su implementación (Recursos Energéticos Distribuidos, Plataformas, Tarifas dinámicas y Energía Transactiva).

4.1. LA RED DE DISTRIBUCIÓN TRADICIONAL

La red de distribución eléctrica tradicional fue concebida como una infraestructura pasiva, destinada a transportar energía desde los centros de generación hasta los usuarios finales, bajo flujos unidireccionales y con información limitada sobre el estado del sistema. En este modelo, la planificación y la operación se realizan de manera centralizada, y los usuarios desempeñan un rol pasivo.

4.2. LA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE COMO PLATAFORMA

La red eléctrica inteligente introduce un cambio estructural al incorporar sensores, sistemas de comunicación, automatización y plataformas digitales que permiten gestionar flujos bidireccionales de energía e información. En este nuevo paradigma, la red deja de ser un mero conducto físico y se convierte en una **plataforma inteligente** que coordina la interacción entre oferta y demanda de servicios energéticos.

Esta transformación habilita:

- la integración eficiente de recursos energéticos distribuidos,
- la implementación de tarifas dinámicas,
- la operación de mercados locales,
- y la provisión de servicios de flexibilidad y confiabilidad.

4.3. INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA Y DIGITALIZACIÓN

La infraestructura de medición avanzada (AMI) constituye el pilar tecnológico que permite capturar información en tiempo real sobre consumos, inyecciones de energía y calidad del servicio. La disponibilidad de datos granulares habilita la toma de decisiones

descentralizadas y la implementación de mecanismos de mercado basados en precios horarios y señales dinámicas.

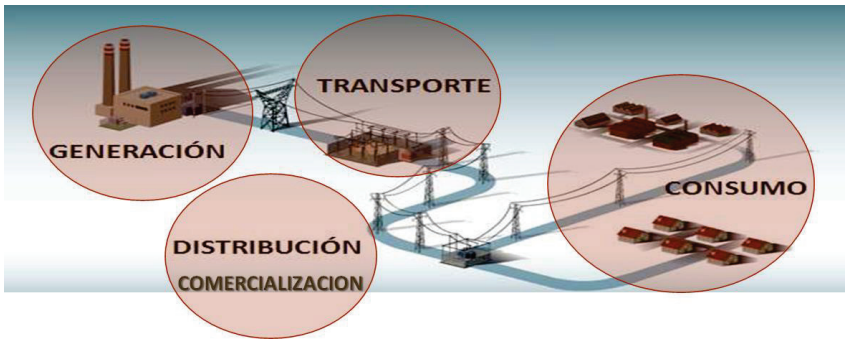
4.4. ENERGÍA TRANSACCIONAL Y MERCADOS LOCALES

La combinación de AMI, plataformas digitales y recursos energéticos distribuidos da lugar al concepto de **energía transaccional**, entendido como la posibilidad de intercambiar energía y servicios asociados en tiempo casi real. Este enfoque permite el desarrollo de mercados eléctricos locales, donde la energía y la flexibilidad se negocian de manera descentralizada, bajo reglas transparentes y con supervisión regulatoria.

4.5. LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN

Como puede observarse en la **Figura V,** actualmente, el sistema eléctrico está compuesto de tres etapas: generación, transporte y distribución. La generación se realiza en elevado porcentaje a través de grandes centrales que utilizan diferentes fuentes de energía primaria (agua, gas, combustibles líquidos, nuclear y recursos renovables no controlables). Luego esa generación se transmite a través de líneas de transporte en niveles de alta tensión. El último eslabón de la cadena es la red de distribución (incluyendo la Gestión de la Red y la Gestión de Comercialización), que es la encargada de entregar a través de dicho sistema la energía eléctrica a los consumidores finales (residenciales, comerciales, industriales, etc.). Por tanto, vemos que la energía eléctrica fluye desde los centros de generación hacia los usuarios finales, siendo dicho flujo unidireccional.

Figura V. Segmentos Red Energía Eléctrica



La generación reúne condiciones de competencia, en tanto que el transporte y la distribución son monopolios naturales sujetos a regulación. Esta condición se explica esencialmente por

condiciones de subaditividad de costos, es decir que, dada la tecnología existente, es más eficiente que una única firma preste el servicio eléctrico en un determinado mercado en lugar de dos o más. Dentro del segmento de distribución se pueden diferenciar dos tipos de servicios: el vinculado a la construcción, operación y mantenimiento físico de las redes, denominado negocio de redes, y la comercialización relacionada a las transacciones económicas de energía eléctrica. En diversos países esta última está sujeta a condiciones de competencia (*Retail Competition* por su denominación en inglés).

Las redes de distribución representan alrededor del 90% de la longitud total de la red del sistema eléctrico y una parte muy grande (basada en el número de conexiones) de la demanda eléctrica y la generación a menor escala (tanto generación renovable como convencional) está conectada a las redes de distribución. La infraestructura de distribución de electricidad generalmente se dimensiona para garantizar altos niveles de confiabilidad en los peores escenarios, a menudo denominados "instalar y olvidar" ("*fit and forget*" en inglés). Si bien estos enfoques a menudo han resultado en altos niveles de confiabilidad en muchos países, los sistemas existentes pueden estar sobre diseñados o pueden no ser aptos para una mayor demanda (por ejemplo, alta penetración de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos en los centros urbanos) o impactos de un mayor despliegue de generación distribuida como por ejemplo flujos inversos de altas penetraciones de generación fotovoltaica en redes rurales[11].

En el **Cuadro IV** (Samper, 2021) describe un esquema jerárquico de una red de distribución, típica de Sudamérica. En el sistema se distinguen tres niveles funcionales que operan de forma radial: subtransmisión, distribución primaria y distribución secundaria.

[11] *Electricity System Development - A Focus on Smart Grids (United Nations Economic Commision for Europe).*

Cuadro IV. Clasificación funcional de los componentes del sistema de distribución,

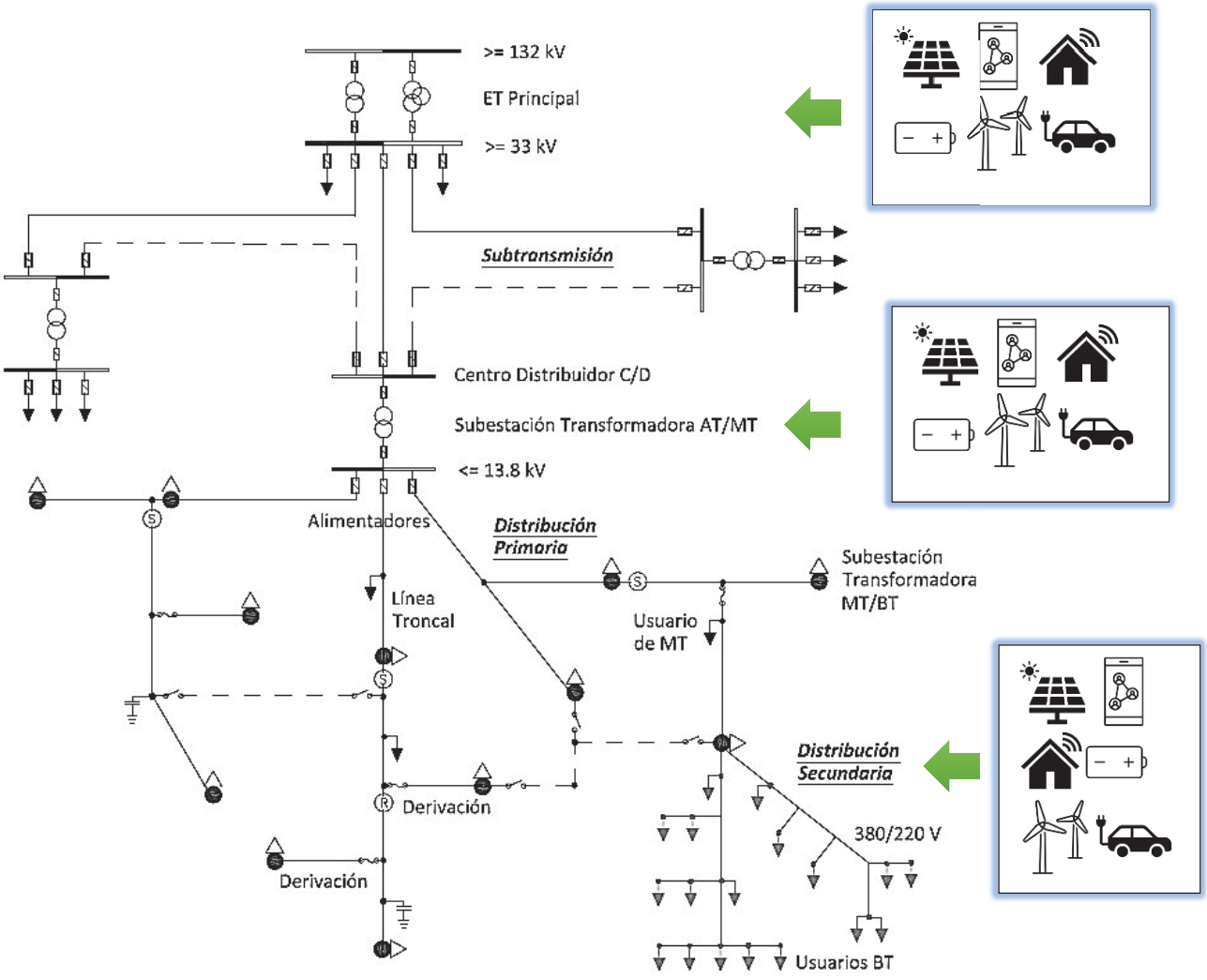
(Samper, 2021)

http://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sispot/Libros%202007/libros/dee/dee-1/dee-1.htm

Transformador de estación de potencia (principal).	Recibe potencia del sistema de transmisión la transforma y la entrega a la tensión de subtransmisión.
Sistema de subtransmisión.	Circuitos que salen de la estación principal y alimentan las subestaciones de distribución.
Subestación de distribución.	Recibe potencia del sistema de subtransmisión la transforma y la entrega a la tensión de los alimentadores primarios
Alimentador primario	Circuitos que salen de las subestaciones de distribución y alimentan los transformadores de distribución
Transformador de distribución	Transforma a la tensión de utilización
Red secundaria y servicios	Distribuye potencia a los consumidores

En la **Figura VI** se esquematiza un sistema de distribución en todas sus etapas. Los Centros de distribución son lugares donde se recibe la energía eléctrica del sistema de transporte en alta tensión y se transforma para distribuirla a los usuarios finales. Estos centros están entre las subestaciones y el usuario. Los centros de transformación tienen una función muy importante, que consiste en distribuir la energía eléctrica a diferentes tensiones, a la vez que permiten la conexión a líneas y redes en cualquier punto que se necesite. A su vez se incorporaran los puntos de la red podrían ingresar los DER.

Figura VI. Diseño Típico de Sistema de Distribución. Elaboración propia en base a grafico del trabajo (Samper, 2021)



En la bibliografía técnica, el sistema de distribución se describe partiendo de la estación transformadora en nivel de alta tensión (AT), la subestación transformadora (AT/MT o MT/BT), que alberga el transformador, de donde emergen los alimentadores primarios (líneas de transmisión de energía) que suministran electricidad a los grandes usuarios y también al sistema de distribución secundario. Los transformadores de distribución reducen aún más el voltaje y los distribuidores llevan la energía a los clientes comerciales y

domésticos individuales. Los sistemas de distribución se operan en forma radial, anillados o mallados y tienen alimentadores con líneas monofásicas, bifásicas o trifásicas[12].

La automatización de la distribución es un conjunto de tecnologías que permite que una empresa de servicios públicos supervise, coordine y opere componentes de distribución de manera remota en tiempo real desde ubicaciones remotas (*tutorial de administración de distribución de IEEE, enero de 1998*).

Respecto de la automatización de la operación y mantenimiento de la red eléctrica un componente son los sistemas de Control de Supervisión y Adquisición de Datos SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Dichos sistemas están compuestos por equipos que proporcionan a un operador en una ubicación remota información suficiente para determinar el estado de un equipo o proceso en particular y hacer que se lleven a cabo acciones con respecto a ese equipo o proceso sin estar físicamente presente.

La implementación del sistema SCADA involucra, según (Madonalds & Thomas, 2015), dos actividades principales: la adquisición de datos (monitoreo) de un proceso o equipo y el control de supervisión del proceso, lo que lleva a una automatización completa. La automatización completa de un proceso se puede lograr mediante la automatización de las acciones de seguimiento y control.

Esto implicará los siguientes pasos:

- Recoger los datos del campo.
- Convertir los datos en forma transmisible.
- Agrupar los datos en paquetes.
- Transmitir los paquetes de datos por los medios de comunicación.
- Recibir los datos en el centro de control.
- Decodificar los datos.
- Mostrar los datos en los puntos apropiados en las pantallas de visualización del operador.

En el trabajo, los autores definen los componentes principales del SCADA:

[12] *Mini S Thomas & John D Mcdonald (2015).*

1. *RTU*: (Remote Terminal Unit) sirve como ojos, oídos y manos de un sistema SCADA. La RTU adquiere todos los datos de campo de diferentes dispositivos de campo, ya que los ojos y oídos humanos monitorean el entorno, procesan los datos y transmiten los datos relevantes a la estación maestra. Al mismo tiempo, distribuye las señales de control recibidas desde la estación maestra a los dispositivos de campo, mientras la mano humana ejecuta las instrucciones del cerebro. Hoy en día, los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) están reemplazando a las RTU.
2. *Sistema de Comunicación*: Se refiere a los canales de comunicación empleados entre el equipo de campo y la estación maestra. El ancho de banda del canal limita la velocidad de comunicación.
3. *Estación maestra*: Esta es una colección de computadoras, periféricos y sistemas apropiados de entrada y salida (I/O) que permiten a los operadores monitorear el estado del sistema de energía (o un proceso) y controlarlo.
4. *Interfaz hombre-máquina (HMI)*: HMI se refiere a la interfaz requerida para la interacción entre la estación maestra y los operadores o usuarios del sistema SCADA.

En la **Figura VII** se expone como están integrados los sistemas SCADA y de administración de la red de distribución (DMS). En ese sentido, las funciones básicas de SCADA incluyen adquisición de datos, control remoto, interfaz hombre-máquina, análisis de datos históricos y redacción de informes, que son comunes a los sistemas de generación, transmisión y distribución.

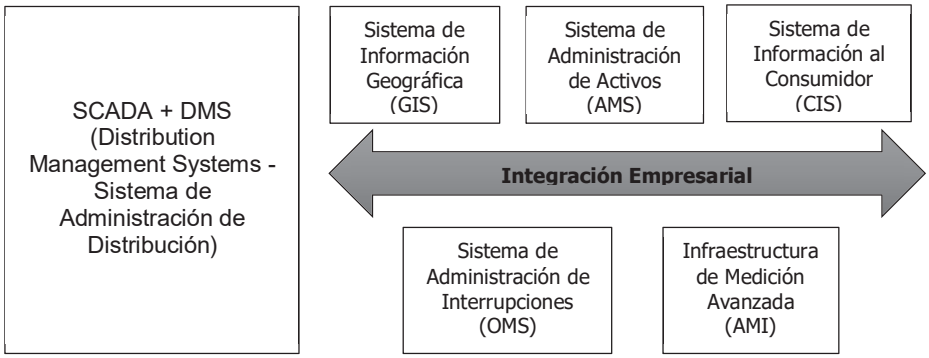
En relación con la automatización, (Madonalds & Thomas, 2015) incluyen a las subestaciones, alimentadores y usuarios. Entre las funciones definen las siguientes características adicionales incorporadas en la automatización (inteligencia) de la distribución:

- Identificación de fallas, aislamiento y restauración automática del servicio
- Reconfiguración de red
- Gestión de carga/respuesta a la demanda
- Control de potencia activa y reactiva

- Control del factor de potencia
- Pronóstico de carga a corto plazo
- Flujo de potencia desequilibrado trifásico
- Interfaz a los sistemas de información del cliente (CIS)
- Interfaz a los sistemas de información geográfica (GIS)
- Gestión de llamadas de problemas e interfaz para sistemas de gestión de interrupciones (OMS)

Concluyen que cada empresa distribuidora tendrá sus necesidades de automatización, según la edad de su infraestructura, la demografía del área de servicio y el grado de automatización existente. La red inteligente integra la infraestructura eléctrica disponible con capacidades de información mejoradas, e incorpora automatización y tecnología de la información con la existente, para que la red pueda operar de forma más inteligente. Destacan que al hacer que la red sea más inteligente, el uso de la energía se gestiona de manera eficiente y los clientes podrán ahorrar dinero sin comprometer su estilo de vida.

Figura VII. Integración Sistema SCADA y DMS, *Mini* S Thomas & John D
(Madonalds & Thomas, 2015)**.**



Si bien en el presente trabajo, nos centraremos en el segmento de distribución, es decir en el funcionamiento del mercado minorista (consumidores finales), no se debe dejar de lado los vínculos con el nivel mayorista que incrementen las opciones de los agentes que participan en ambos.

4.6. LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN INTELIGENTE

Dado los objetivos que se persiguen en el presente trabajo, es necesario definir ¿Qué es una red eléctrica inteligente? Al respecto se exponen cómo han evolucionado la visión de lo que se considera una red inteligente a través de los años en función de los objetivos que se persiguen.

En Europa, en 2006, la Plataforma Tecnológica Europea para Redes Inteligentes la define como:

> *"Una red eléctrica que puede integrar de forma inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a ella - generadores, consumidores y ambos - para entregar eficientemente suministros de electricidad sostenibles, económicos y seguros."*

En dicha plataforma se definen los retos y oportunidades a los que hay que dar respuesta en una visión de futuro:

- *Enfoque centrado en el usuario: mayor interés en las oportunidades del mercado eléctrico, servicios de valor agregado, demanda flexible de energía, precios más bajos, oportunidades de microgeneración;*
- *Renovación e innovación de las redes eléctricas: buscando una gestión eficiente de los activos, aumentando el grado de automatización para una mejor calidad del servicio; usando el control remoto de todo el sistema; aplicar inversiones eficientes para resolver el envejecimiento de la infraestructura;*
- *Seguridad de suministro: recursos primarios limitados de las fuentes de energía tradicionales, almacenamiento flexible; necesidad de mayor confiabilidad y calidad; aumentar la red y la capacidad de generación;*
- *Mercados liberalizados: responder a los requisitos y oportunidades de la liberalización mediante el desarrollo y la habilitación tanto de nuevos productos como de nuevos servicios; flexibilidad de alta demanda y volatilidad de precios controlada, tarifas flexibles y predecibles; mercados líquidos para comercio de energía y servicios de red.*

La *Energy Independence And Security Act Of 2007* de Estados Unidos estipula:

> *"Es política de los Estados Unidos apoyar la modernización del sistema de transmisión y distribución de electricidad de la Nación para mantener una infraestructura eléctrica*

confiable y segura que puede satisfacer el crecimiento futuro de la demanda y lograr cada uno de los siguientes, que en conjunto caracterizan una Red Inteligente:

1) *Mayor uso de información digital y tecnología de control para mejorar la confiabilidad, seguridad y eficiencia de la red eléctrica.*
2) *Optimización dinámica de las operaciones y recursos de la red, con total ciberseguridad.*
3) *Despliegue e integración de recursos distribuidos y generación, incluidos los recursos renovables.*
4) *Desarrollo e incorporación de respuesta a la demanda, recursos del lado de la demanda y recursos de eficiencia energética.*
5) *Despliegue de tecnologías "inteligentes" (tecnologías interactivas, automatizadas y en tiempo real que optimizan el funcionamiento físico de electrodomésticos y dispositivos de consumo) para la medición, las comunicaciones relacionadas con el funcionamiento y el estado de la red, y la automatización de la distribución.*
6) *Integración de electrodomésticos y dispositivos de consumo "inteligentes".*
7) *Despliegue e integración de tecnologías avanzadas de almacenamiento de electricidad y reducción de picos, incluida la electricidad enchufable e híbridos eléctricos, y aire acondicionado de almacenamiento térmico.*
8) *Provisión a los consumidores de opciones de información y control oportuno.*
9) *Desarrollo de estándares para la comunicación e interoperabilidad de aparatos y equipos conectados a la red eléctrica, incluyendo la infraestructura que da servicio a la red.*
10) *Identificación y reducción de barreras irrazonables o innecesarias para la adopción de tecnologías, prácticas, y servicios*

En el año 2009 el *Department of Energy's Office of Electricity Delivery and Energy Reliability* define las características principales de una red inteligente:

- *Habilitar la participación de los consumidores*
- *Acomodar todas las opciones de generación y almacenamiento*
- *Habilitar nuevos productos, servicios y mercados*

- *Proporcionar calidad de energía para la economía digital*
- *Optimizar la utilización de activos y operar de manera eficiente*
- *Anticipar y responder a las perturbaciones del sistema (autocuración)*
- *Operar con resiliencia frente a ataques y desastres naturales*

(Bush, 2014) comenta que el término "red inteligente" se volvió corriente en la industria alrededor de 2003 después del apagón del noreste de ese año, Luego del el Departamento de Energía de los Estados Unidos público un documento denominado Grid 2030 en el que desarrollaba la visión para una red eléctrica a futuro:

> *"Grid 2030 es una red de suministro de energía completamente automatizada que monitorea y controla cada cliente y nodo, lo que garantiza un flujo bidireccional de electricidad e información entre la planta de energía y el dispositivo, y todos los puntos intermedios. Su inteligencia distribuida, junto con comunicaciones de banda ancha y sistemas de control automatizados, permite transacciones de mercado en tiempo real e interfaces perfectas entre personas, edificios, plantas industriales, instalaciones de generación y la red eléctrica."*

(Green & Webb, 2016) expresan que la red inteligente permitirá la coordinación en tiempo real entre los actores del mercado y también amplia el número de actores que pueden ofrecer servicios en el mercado de la electricidad. Estas características podrían aumentar la eficiencia de la operación del mercado y conducir a costos más bajos y son particularmente importantes para una futura red descarbonizada.

(Chen-Ching, McArthur, & Seung-Jae, 2016) la definen de la siguiente manera:

> *"La red inteligente es una aplicación de la tecnología de la información y las comunicaciones (TIC, tecnología de hardware y software relacionada con las computadoras y las comunicaciones utilizada en el intercambio de información, la automatización, el control y el análisis de datos) al sistema de energía eléctrica. La extensión del sistema eléctrico incluye la generación, el transporte y el consumo de electricidad. La aplicación de esta tecnología proporciona beneficios en forma de mayor eficiencia, flexibilidad y adaptabilidad a una variedad de nueva generación*

(incluida la energía renovable), al tiempo que mantiene o mejora la confiabilidad y la resistencia del sistema a eventos y perturbaciones."

(Salman, 2017) define a la red inteligente como:

> *"Una red inteligente es una red eléctrica que utiliza tecnologías digitales y otras tecnologías avanzadas, como tecnologías de comunicación ciberseguras, sistemas de control automatizados e informáticos, de manera integrada para poder monitorear y administrar de manera inteligente y segura el transporte de electricidad de todas las fuentes de generación para satisfacer económicamente las distintas demandas de electricidad de los usuarios finales."*

Dicho autor también da una descripción general de la infraestructura de red inteligente:

> *"Se considera que la Red Inteligente está compuesta por el sistema eléctrico, el sistema de comunicación e información y el sistema de protección, automatización y control. Al igual que las redes eléctricas convencionales, el sistema eléctrico de Smart Grid consta de cuatro subsistemas clave, a saber, generación, transmisión, distribución y consumo o carga. A diferencia de las redes eléctricas convencionales, los consumidores de la red inteligente son "activos", como se mencionó anteriormente. Un consumidor, en Smart Grid, puede ser un generador que suministra electricidad a la red, lo que se denomina "prosumidor" o puede ser un consumidor que usa dinámicamente la electricidad suministrada por la red con la ayuda de sus dispositivos inteligentes en asociación con redes de comunicación y otras tecnologías avanzadas. Otra diferencia importante con respecto a las redes eléctricas convencionales es que los cuatro subsistemas principales de electricidad de la red inteligente están conectados entre sí por una infraestructura de comunicación muy avanzada y segura."*

(Misra & Bera, 2018) en su libro conceptualizan a la red inteligente como:

"Una red inteligente se conceptualiza como la red eléctrica existente respaldada por redes de comunicación bidireccionales. Por lo tanto, con la ayuda de las redes de comunicación, los proveedores de servicios tienen información en tiempo real sobre

el suministro y la demanda de energía. Además, los clientes también disponen de información de precios en tiempo real, a partir de la cual pueden consumir energía de forma optimizada, de manera que se reduce el costo total del consumo de energía. Además de las redes de comunicación, también se integran varias unidades de generación de energía distribuida (como energía solar, eólica y térmica combinada) para implementar políticas de gestión de energía distribuida. Estas unidades distribuidas se conocen como microrredes. Por lo general, una red inteligente consta de los siguientes componentes: microrred, medidor inteligente, fuentes de energía renovable y vehículos eléctricos híbridos enchufables"

(Strielkowski., 2020) realiza un análisis sobre los impactos sociales de las redes inteligentes. Respecto de ello concluye que, para ser atractivos para un consumidor medio, los sistemas autonómicos y las redes inteligentes del futuro deben ser más atractivos en el sentido económico. Deben ayudar a las personas a ahorrar electricidad y apelar a su naturaleza respetuosa con el medio ambiente, y también poder motivar y promover formas de obtener beneficios para convertirse en parte integral de los sistemas de energía inteligente como prosumidores proactivos.

En 2022, el reporte sobre Smart Grids del International Energy Agency se define como:

"Una red inteligente es una red eléctrica que utiliza tecnología digital y otras tecnologías avanzadas para controlar y gestionar el transporte de electricidad desde todas las fuentes de generación para satisfacer las distintas demandas de electricidad de los usuarios finales. Las redes inteligentes coordinan las necesidades y capacidades de todos los generadores, operadores de red, usuarios finales y partes interesadas del mercado eléctrico para operar todas las partes del sistema de la manera más eficiente posible, minimizando los costos y los impactos ambientales y maximizando la confiabilidad, resiliencia, flexibilidad y estabilidad del sistema."

En las diferentes definiciones antes citadas se puede observar que el concepto de red inteligente se ha ido adaptando a los objetivos y el avance tecnológico que implican su desarrollo, pero siempre se centran en un propósito común que es facilitar las transacciones

entre los usuarios permitiendo una mayor participación de los mismos en un marco de liberalización de los mercados eléctricos. Es decir, la búsqueda de la descentralización, digitalización y descarbonización del sector eléctrico.

En síntesis, una red eléctrica inteligente utiliza sensores, medidores y dispositivos de control avanzados para recopilar y transmitir información en tiempo real sobre la generación, transporte, distribución y consumo de energía eléctrica. Estos datos recopilados se usan para monitorear y controlar demanda y oferta de energía optimizando el rendimiento de la red eléctrica y reduciendo los costos y mejorando la confiabilidad y seguridad de la red.

En este caso se pondrá atención en vamos a poner atención a la visión de red inteligente en el sistema de distribución y consumo final. Dicho sistema está compuesto por empresas distribuidoras, comercializadores, consumidores que instalan Recursos Energéticos Distribuidos, proveedores de servicios y tecnologías, entre otros. La inclusión de estos actores implica cambios en la operación y administración de la red. (Pollitt, 2016) señala que la red inteligente consistirá en diversos compradores y vendedores capaces de negociar con mayor frecuencia y con mayor resolución de transacciones (tanto en tiempo como por ubicación).

El proceso de transformación trae aparejados cambios en la oferta y demanda de energía e información. Así, a futuro las redes eléctricas enfrentan una serie de desafíos, tales como nuevos patrones de consumo, planificación bajo incertidumbre creciente, y una complejidad dada por el gran número de pequeños dispositivos conectados a la red tales como electrodomésticos inteligentes, sensores, medidores inteligentes, internet de las cosas, recursos energéticos distribuidos.

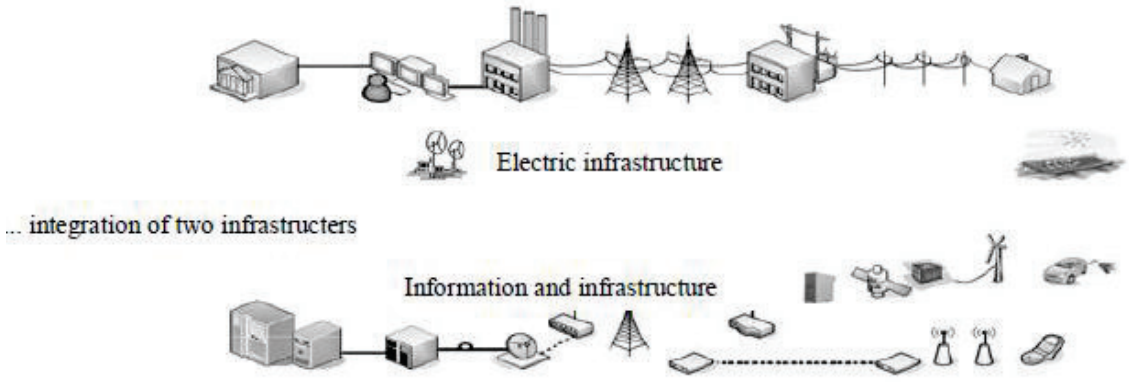
La ***incorporación de inteligencia en la demanda y oferta de servicios energéticos es la columna vertebral que facilitará las transacciones en un futuro mercado minorista***, compuesto por consumidores, generadores, usuarios-generadores, almacenadores, generadores virtuales, microrredes, comercializadores, proveedores de servicios (energéticos y de información).

La red inteligente, y todo lo que implica, debe desarrollarse en un marco competitivo basado en premisas fundamentales como: que haya compradores y vendedores, que no existan barreras a la entrada o salida de empresas a los mercados de productos y servicios generados, e información plena sobre las condiciones de dichos mercados. Y garantizando la interoperabilidad, que según la *Global Smart Grid Federation* (2016), en términos generales es asegurar que los nuevos productos y servicios puedan operar en un entorno de múltiples proveedores y múltiples operadores, definiendo una fuerte posibilidad de interactuar.

Lo anterior nos lleva a hacernos algunas preguntas: ¿Que significa incorporar inteligencia si el objetivo es el desarrollo de un mercado minorista de servicios energéticos en la Provincia de Mendoza?, ¿Cuánto y cómo se debe incorporar una determinada dotación de inteligencia a la demanda, la oferta, los intercambios entre ambas y la red eléctrica?, ¿Qué productos/servicios debería proveer la red al incorporar inteligencia en la misma?

Como puede observarse hay muchas definiciones y descripciones del concepto de Redes Inteligentes. En la **Figura VIII**, (Nouredine & Sabonnaiere, 2012) resumen como una integración de la infraestructura eléctrica y las TIC integradas/descentralizadas (software, automatización y procesamiento de información). El acoplamiento de las dos infraestructuras proporciona la "inteligencia" necesaria. Es un sistema eléctrico capaz de integrar inteligentemente las acciones de los usuarios, consumidores y generadores para mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica.

Figura VIII. Diseño Típico de Sistema de Distribución. Nouredine Hadjsaïd, Jean-Claude Sabonnadière (2012)



El desarrollo de las Smart Grids es un problema económico importante para toda la cadena de valor de la electricidad. Aparecerán nuevas oportunidades de creación de valor añadido, tanto aguas arriba de las redes públicas (optimización de las redes y desarrollo de grandes redes de transporte como superredes, etc.) como aguas abajo del medidor en redes privadas (casa/negocio inteligente). Todos los actores, tanto tradicionales como nuevos, que aparecen en la cadena de valor buscarán sus propias ideas y desarrollarán nuevas actividades para capturar este valor agregado, (Nouredine & Sabonnaiere, 2012).

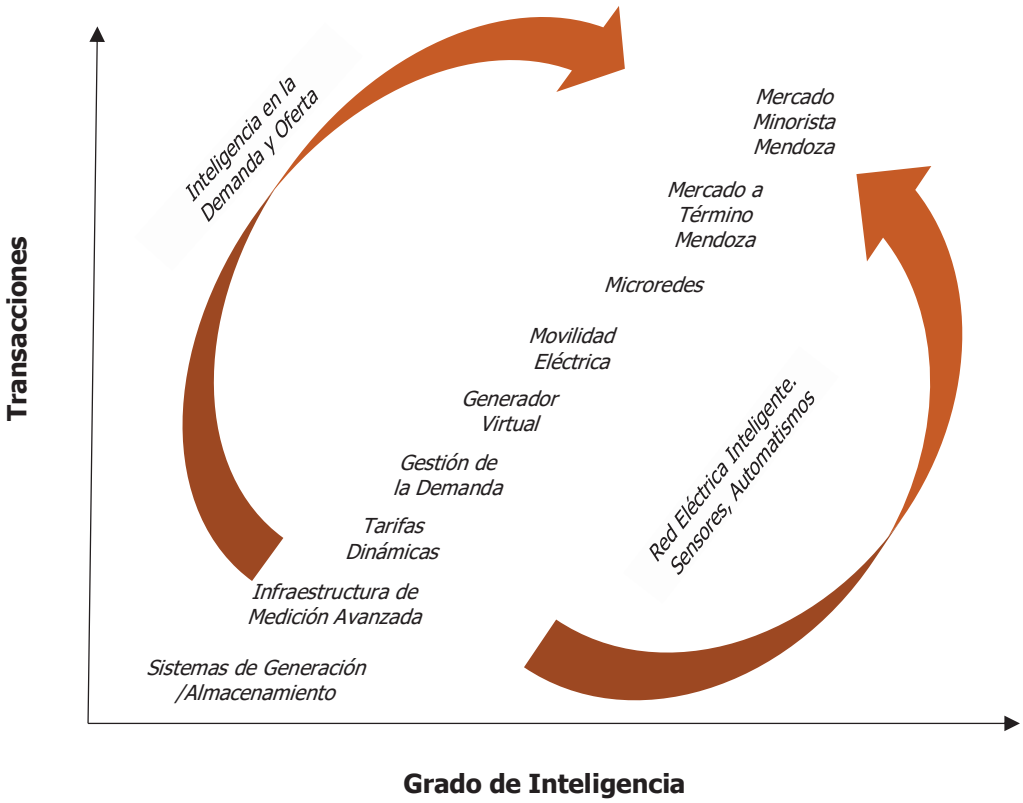
4.7. DEMANDA Y OFERTA DEL FACTOR INTELIGENCIA

Hay que entender que la red inteligente, en el contexto de un mercado minorista, es un proceso evolutivo y adaptativo que incorpora innovación tecnológica permanente para facilitar nuevas formas de interacción entre los actores del sector eléctrico. En este entendimiento es que podemos ver a la innovación tecnológica como la integración de diferentes grados de "inteligencia" (tecnológica, comercial, etc.) que faciliten nuevas modalidades de transacciones entre los agentes económicos del mercado eléctrico a nivel minorista, es decir en el segmento de distribución.

En la **Figura IX** se gráfica la relación entre las transacciones entre los diferentes agentes del mercado que serían factibles realizar dado el desarrollo de diferentes niveles de

inteligencia dentro de un sistema eléctrico moderno, articulados bajo el concepto de Redes Eléctricas Inteligentes.

Figura IX. Transacciones e Inteligencia



Grado de Inteligencia

Indica cuán "inteligente" es cada componente del sistema eléctrico, en términos de digitalización, automatización y capacidad de respuesta. A medida que aumenta el grado de inteligencia, se incrementa la capacidad del sistema para operar de forma autónoma, optimizar recursos y reaccionar a la demanda o a la generación.

Transacciones

Representa el nivel de interacción y operación técnica -económica dentro del sistema:

- Permite intercambios energéticos automatizados entre agentes (generadores, consumidores y usuarios/generadores).
- Está asociada a plataformas digitales que soportan el Mercado a Término, Mercado Minorista, o incluso el funcionamiento del Generador Virtual.

Sistemas de Generación y Almacenamiento

Incluye tanto la generación renovable distribuida (solar, eólica, biomasa) como los sistemas de almacenamiento (baterías, hidrógeno). Su inteligencia depende de su capacidad de control remoto, pronóstico, y respuesta automática a señales de precio o demanda.

Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)

Es la base tecnológica que permite el monitoreo y control. Incluye medidores inteligentes, sensores y redes de comunicación, que capturan información en tiempo real y posibilitan la facturación dinámica y la gestión eficiente de la energía.

Gestión de la Demanda

Mecanismo mediante el cual los usuarios o el sistema ajustan su consumo según señales de precios o disponibilidad de energía.

Ejemplo: respuesta automática de cargas o control de consumos industriales/residenciales ante picos de demanda.

Generador Virtual

Gestiona diversas fuentes de energía distribuida (usuarios/generadores, baterías, cargas) como si fueran una sola planta virtual. Permite participar en mercados y ofrecer servicios de flexibilidad o respaldo al sistema eléctrico.

Mercado a Término Mendoza

Corresponde al mercado local conforme la Ley 9084, donde agentes pueden contratar energía entre sí. Su integración digital aumenta el grado de inteligencia y facilita transacciones automáticas.

Tarifas Dinámicas

Sistema tarifario flexible que varía según la hora, la demanda o la disponibilidad de generación renovable, incentivando consumos más eficientes y la respuesta de la demanda.

Red Eléctrica Inteligente – Sensores y Automatismos

Corresponde al nivel operativo y físico de la red eléctrica:

- Equipos de campo automatizados.
- Sensores que detectan fallas y permiten la autoconfiguración del sistema.
- Comunicación bidireccional con centros de control.

Microredes

Subsistemas eléctricos que pueden operar de forma conectada o aislada de la red principal. Su inteligencia reside en la capacidad de autogestión, control local y optimización del consumo y generación interna.

Movilidad Eléctrica

Integra vehículos eléctricos como actores del sistema energético (consumidores o almacenamiento móvil). Su incorporación requiere una red inteligente para gestionar cargas, horarios y precios dinámicos.

Mercado Minorista Mendoza

Etapa avanzada de apertura del mercado eléctrico, donde los usuarios finales pueden elegir su proveedor. Depende fuertemente de la digitalización, la medición avanzada y plataformas de gestión inteligente.

Inteligencia en la Demanda y Oferta

Es el resultado final de la interacción de todos los componentes anteriores: una red donde oferta y demanda se coordinan automáticamente, optimizando energía, costos y confiabilidad del sistema.

El grado de inteligencia (modernización) a incorporar para transformar la red eléctrica en inteligente para implementar un mercado eléctrico minorista en la Provincia de Mendoza dependerá de las necesidades de la demanda, la oferta y las transacciones habilitadas entre ambas.

Sobre la base de la **Figura X** y considerando que la "demanda de inteligencia", es una demanda derivada. Esta dependerá de la integración de recursos energéticos distribuidos, de generadores virtuales, de tecnología para automatización del hogar e industrias, de alternativas de comercialización de energía eléctrica para los Agentes, el monitoreo y control en tiempo real de las transacciones, garantía de confiabilidad y seguridad del suministro, contratos inteligentes (*Smart Contracts*). La demanda refleja las necesidades y requerimientos de los consumidores, empresas distribuidoras, operadores de red, comercializadores, responsables de las políticas públicas, reguladores, entre otros.

La "oferta de inteligencia" comprende el grado de innovación tecnológica que se le integra a la red eléctrica y la dotación a disposición de los agentes e incluye: automatización y flexibilización de la red, la infraestructura de medición avanzada (AMI), plataforma de comercialización que facilite los intercambios entre los agentes, blockchain, 5G, acceso a internet, Internet de las Cosas (IoT), inteligencia artificial (IA), electrodomésticos inteligentes, sensores, app, sistemas de administración energética en los hogar e industrias, inversores, paneles fotovoltaicos, mini centrales hidroeléctricas, sistemas eólicos, movilidad

eléctrica, sistemas de almacenamiento energético, entre otros. La oferta está conformada por proveedores de productos y servicios incluyendo las *TIC* (tecnologías de información y comunicación), desarrolladores de bienes y servicios.

La cuantía (estructura, tecnologías, topologías, etc.) y precio de la inteligencia a incorporar en la red eléctrica surgirá del equilibrio entre la demanda y oferta de inteligencia que permita, como mencionamos anteriormente, el desarrollo de los recursos de energéticos distribuidos y la automatización de las redes eléctricas.

Como mencionáramos, la demanda de inteligencia representa el valor adicional que se puede crear mediante tecnologías avanzadas de medición, automatización y control en la gestión de la red eléctrica, permitiendo mejorar la eficiencia, la sostenibilidad, la seguridad y la calidad del suministro de energía eléctrica, recursos energéticos distribuidos y nuevos mercados y servicios minoristas. En términos matemáticos:

$$P_I = P_S * PMg_I \rightarrow P_I = VPMg_I$$

donde:

P_I es precio de la inteligencia

P_S es precio de los servicios que se pueden brindar incorporando el factor inteligencia

PMg_I es el producto marginal de la inteligencia a incorporar ($PMg_I = \frac{\Delta Ss.}{\Delta I}$)

Ss. son servicios que se pueden prestar incorporando inteligencia a través de recursos energéticos distribuidos, automatismos, sensores, infraestructura AMI y diversas aplicaciones que incluyan inteligencia.

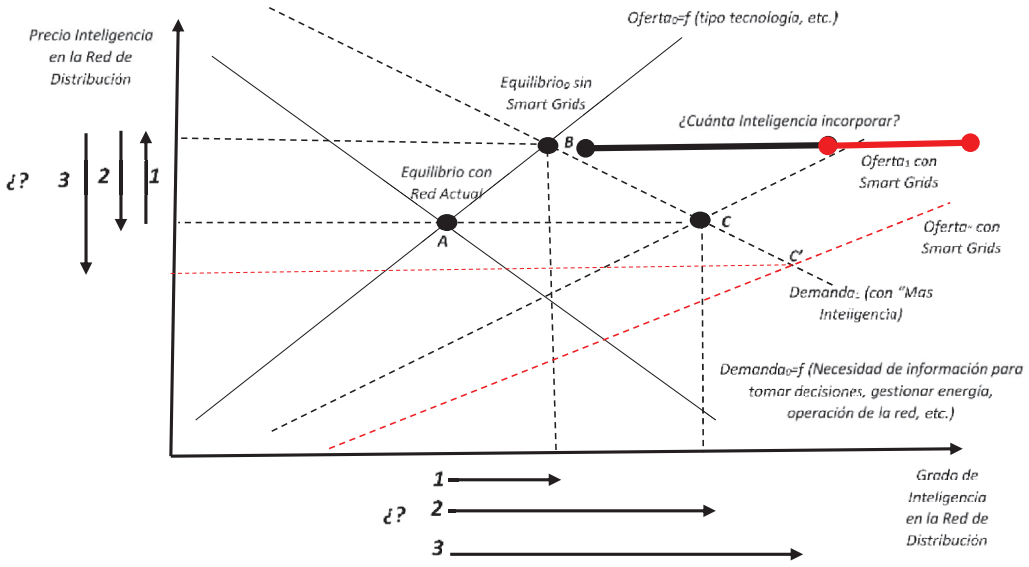
$VPMg_I$ es el valor del producto marginal de la inteligencia.

El precio de la inteligencia, es decir cuánto se está dispuesto a pagar por incorporarla a la red, va a depender del PMg_I y del precio de los bienes y servicios que utilizan *inteligencia* (P_S). La incorporación de inteligencia a la red eléctrica, y por ende su precio, dependerá de los servicios eléctricos que se obtengan por su uso en el mercado eléctrico minorista. Lo importante no es la energía eléctrica en sí mismo sino el servicio que de ella se deriva al emplear bienes como iluminación, heladeras, lavarropas, riego, procesos productivos, entre otros, que utilizan inteligencia para satisfacer necesidades de los consumidores. Por tanto,

la disposición a pagar por la incorporación de inteligencia estará asociada a tales servicios, es decir la utilización en la red de distribución para satisfacer necesidades específicas como por ejemplo mayor eficiencia en la operación, integración de energías renovables, nuevos modelos de negocios, mercados y servicios.

La transformación digital que implica la evolución del sector eléctrico que conllevará a la potencial de creación de riqueza de la economía y afectará a la eficiencia y productividad de todas las industrias y actividades. Gracias al cambio en los modos de producción y de hacer negocios basados en datos y procesos inteligentes es posible la consecución de los beneficios ya mencionados. En otras palabras, la transformación digital, que aprovecha los datos y la tecnología para mejorar las aplicaciones, actúa como acelerador en el sector eléctrico y en la economía que implicará una mejora en el bienestar de la sociedad en su conjunto. Como mencionáramos anteriormente, el factor inteligencia debe desarrollarse en condiciones de competencia, es decir permitiendo la integración de diferentes actores bajo condiciones de libre acceso a la provisión de los servicios de inteligencia.

Figura X. Demanda y Oferta de Inteligencia



Como lo define (Sumper, 2018) la protección a los consumidores en su nueva posición también implica que el acceso a la electricidad va más allá de garantizar una conexión al sistema y la disponibilidad de electricidad asequible, segura y protegida. También requiere acceso a tecnología eficiente y eficaz que pueda facilitar a los consumidores la adaptación a su nuevo papel en el mercado eléctrico en los recursos energéticos distribuidos. Sin estas tecnologías, los consumidores no pueden asumir este papel. El desarrollo e implementación de nuevas tecnologías debe darse en un marco de competencia que facilite el acceso a los cambios tecnológicos.

En la **Figura XI** se representa un ejemplo de incorporación de inteligencia en la red eléctrica, enmarcado dentro del concepto de red eléctrica inteligente. La red inteligente integra y gestiona las fuentes de energía renovable de manera eficaz utilizando tecnología avanzada, es decir que su función esencial es: combinar tecnología digital, automatización y gestión en tiempo real para integrar diversas fuentes de energía renovable (solar, eólica, biomasa, etc.) de forma coordinada, eficiente y confiable. Así, el propósito de la red inteligente es optimizar el flujo de energía y de información entre todos los actores del sistema eléctrico, lo cual se logra mediante la digitalización y automatización de los procesos eléctricos, desde la generación hasta el consumo:

- Generadores (convencionales y renovables)
- Distribuidores
- Consumidores (y usuarios/generadores)
- Operadores del sistema

La tecnología avanzada involucrada hace referencia a la aplicación de tecnologías como:

- Sensores IoT y medidores inteligentes (AMI): permiten conocer en tiempo real el consumo, el estado de la red y la disponibilidad de generación renovable.
- Sistemas SCADA y plataformas de control inteligente: optimizan la operación del sistema y anticipan fallas.
- Inteligencia artificial y big data: analizan patrones de consumo y generación para mejorar la eficiencia energética.

- Comunicación bidireccional: posibilita que los consumidores interactúen con la red (por ejemplo, vendiendo su excedente solar o ajustando su demanda según precios dinámicos).

El otro aspecto lo constituye la integración de energías renovables. La red inteligente actúa como plataforma de coordinación entre diferentes fuentes renovables, ajustando la generación y el almacenamiento para mantener la estabilidad del sistema.

Ello implica:

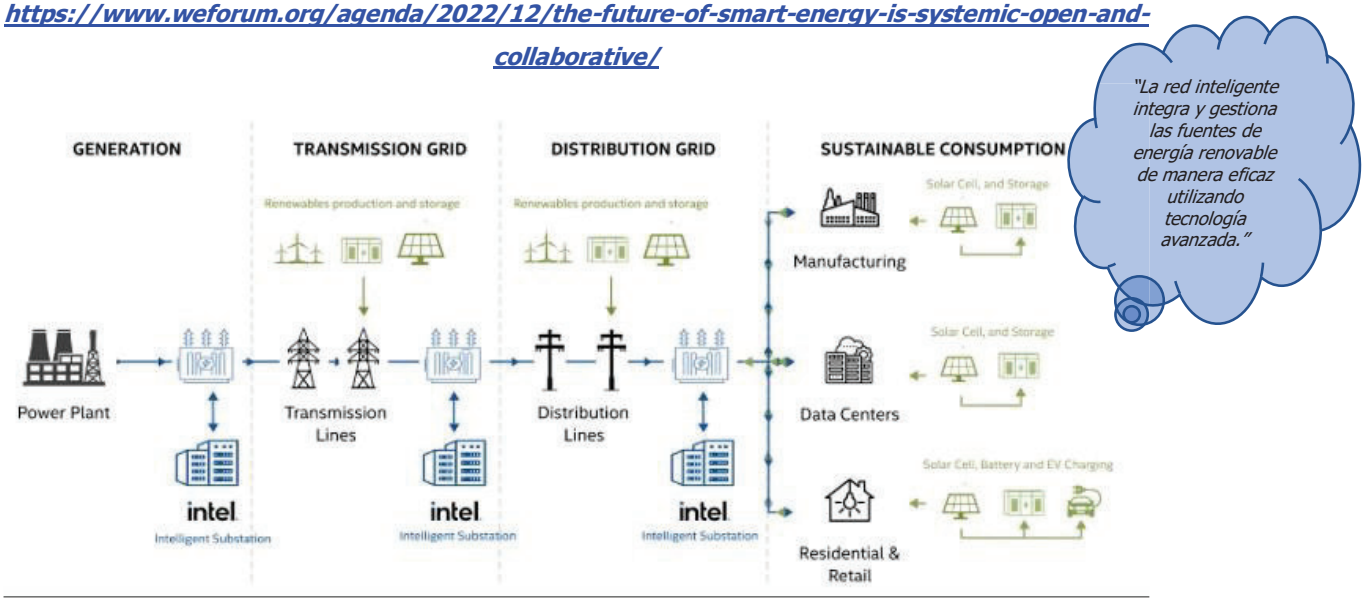
- Despacho automático según la disponibilidad de sol o viento.
- Integración de sistemas de almacenamiento para suavizar la variabilidad.
- Priorización del uso de energía limpia cuando está disponible.

En síntesis, la **Figura XI**. muestra cómo las tecnologías avanzadas permiten:

- Controlar y coordinar múltiples fuentes energéticas.
- Monitorear en tiempo real la demanda y la oferta.
- Garantizar un sistema más resiliente, eficiente y sostenible.

Figura XI. Ejemplo de Incorporación de Inteligencia en la Red.

https://www.weforum.org/agenda/2022/12/the-future-of-smart-energy-is-systemic-open-and-collaborative/



4.8. RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON Y SIN RED INTELIGENTE

En la **Figura XII** sobre la base del trabajo de (Chen-Ching, McArthur, & Seung-Jae, 2016), se muestra la relación sinérgica de los activos de la red inteligente que se pueden combinar con otros activos para respaldar una multitud de funciones o capacidades del sistema.

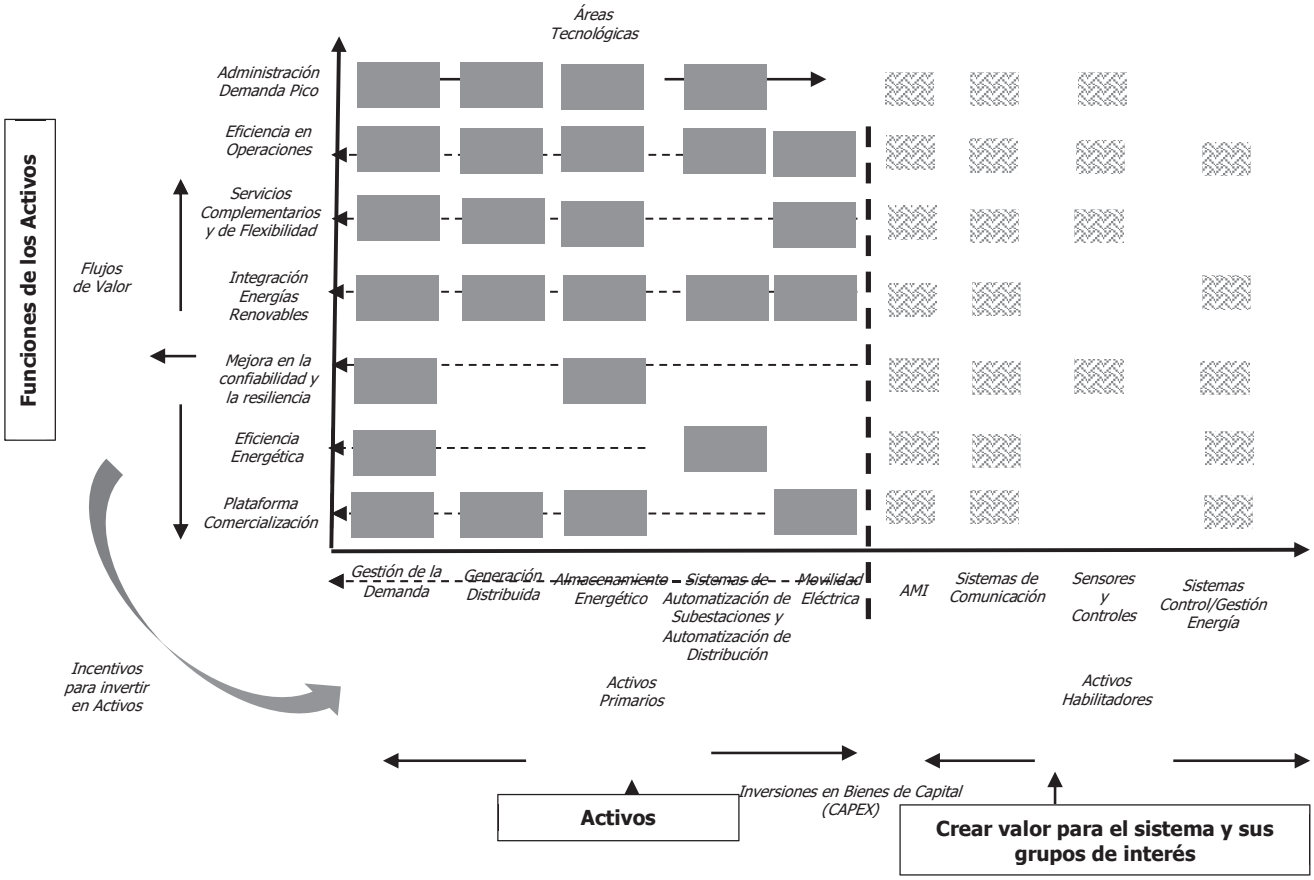
Un aspecto importante de la característica sinérgica de los activos es que las capacidades de la red inteligente impulsan el uso de los activos desplegados en su máximo potencial. Es decir, si hay un activo de red inteligente disponible, ello contribuye a tantos flujos de valor (beneficios) como sea posible. Los flujos de valor enriquecidos por estas funciones forman los incentivos para realizar las inversiones de capital necesarias para implementar y comprometer los activos.

En la literatura antes citada, el autor lo expresa a través de una matriz, en la cual en el eje horizontal se encuentran los activos para la prestación del servicio y en el eje vertical las funciones que entregan los mismos. Este marco evoluciona en el tiempo en función de la innovación tecnológica.

Los *Activos* se dividen en: a) primarios: son recursos de redes inteligentes que se controlan activamente para afectar el cambio en las condiciones operativas del sistema eléctrico y; b) habilitadores: se refiere a nuevos sensores, software e infraestructura de *TIC* implementados para permitir la coordinación y respuesta a las condiciones de la red utilizando sistemas en la red existente y los activos primarios.

El otro aspecto son las *Funciones*. Ello se refiere a las categorías de funciones que utilizan los activos en el eje horizontal para entregar flujos de valor y beneficios de red. Las inversiones en activos de red inteligente crean valor para el sistema y sus partes interesadas. Esto determina los incentivos de por qué invertir en redes inteligentes: los beneficios en relación a administración de la capacidad en el pico, eficiencia en las operaciones, Servicios Auxiliares y de Flexibilidad, Integración de Energías Renovables, Mejora en la Confiabilidad y la Resiliencia, Eficiencia Energética, Plataforma Comercialización, microrredes, mercado eléctrico minorista.

Figura XII. La red inteligente como un uso efectivo de los activos para soportar múltiples funciones (Chen-Ching, McArthur, & Seung-Jae, 2016).



El **Cuadro V** (Rodríguez-Molina, Martínez-Nuñez, & Pérez-Aguiar, 2014) resumen la visión que se adopta en este trabajo la cual conducente a incorporar inteligencia a la red eléctrica para reducir inversiones en activos, dar mayor capacidad de respuesta a los consumidores, permitir el desarrollo de nuevos mercados y servicios e integrar recursos energéticos distribuidos, entre otros aspectos. La *misión* de la red eléctrica inteligente es facilitar la interacción entre la oferta y demanda de servicios energéticos. Es decir, la implementación de redes eléctricas inteligentes pretende dotar de herramientas para la operación y administración de la red para facilitar nuevas interacciones en el segmento de distribución. Esto ***cambia el paradigma de funcionamiento del modelo que conocemos en la actualidad y con ello los instrumentos asociados a la regulación y las reglas de juego del mercado.***

En una primera síntesis, la incorporación de inteligencia (activos y TIC) en la red eléctrica de distribución implica dos equilibrios que se caracterizan por:

- Situación Actual: se caracteriza por una red unidireccional.
- Situación Futura: se caracteriza por una red inteligente con flujos bidireccionales

Cuadro V. Situación con y sin red inteligente.

Medioambiente	Sin Red Inteligente	Con Red Inteligente
Datos	Fuera de línea, datos escasos Flujo unidireccional	Datos abundantes en línea (big data) Intercambio bidireccional
Modelo de Negocios	Productores y Consumidores Modelos de negocio estáticos	Prosumidores Modelos de negocio dinámicos
Energía	Centrarse en energías renovables y no renovables Producción y administración de energía centralizada	Foco en energías renovables Producción de energía distribuida
Tecnologías de Información y Comunicación	Débiles mecanismos preventivos Poco uso de las tecnologías de la información y la comunicación. Infraestructura con escasa inteligencia	Fuertes mecanismos preventivos. Uso generalizado de las tecnologías de la información y la comunicación. Funciones de inferencia de información y toma de decisiones.
Agentes	Cantidad reducida de agentes participantes	Cantidad potencialmente grande de agentes participantes

Ahora consideremos, que se decide realizar un proyecto que implica incorporar "inteligencia" a dicha red transformándola en una Red de distribución eléctrica inteligente que permitirá flujos bidireccionales además de otras prestaciones como, por ejemplo, generación distribuida, almacenamiento, automatismos, sensores, sistemas AMI, electrodomésticos inteligentes, internet de las cosas, transacciones entre agentes. Este proyecto da la posibilidad de mayores servicios que se traducirán en beneficios por el lado de mayores posibilidades de consumo adaptada a las necesidades (curva de carga de cada usuario), mejor administración de la demanda por el lado de los consumidores, prestación de servicios auxiliares a través de la integración de recursos de energía distribuida. Lo anterior se traducirá en una reducción de los costos marginales (menores costos de energía por mejor gestión de compra de la misma) junto con los costos operación de la empresa distribuidora y comercializados (por ejemplo, menores costos de facturación, atención clientes). La incorporación de inteligencia en la red implica inversiones (aumento del stock de capital y TIC). Esto último se representa un incremento de los costos fijos. Por tanto, los *CMeT* (Costo Medio Total) tienen implícitos dos efectos: incrementos de costos fijos y reducción de costos

operativos. Es decir, existe un *trade-off* entre la reducción de los costos operativos y un aumento de los costos fijos (costos de capital).

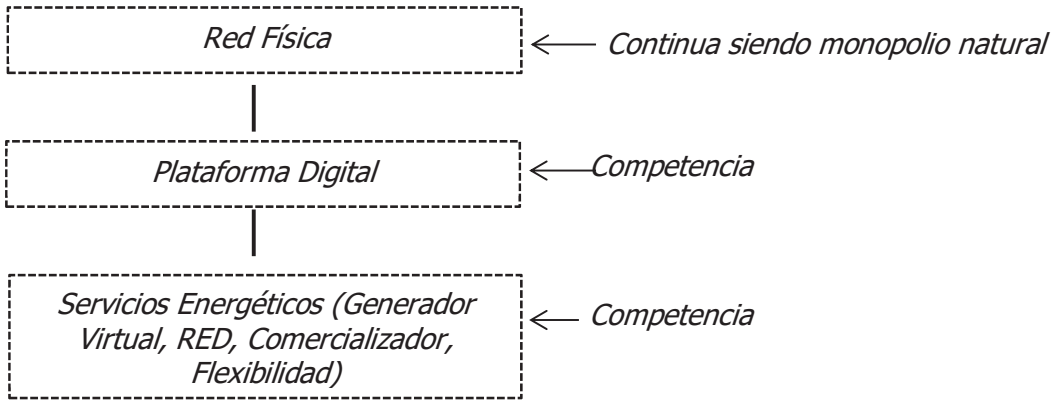
Se deben considerar también los efectos positivos asociadas a la red inteligente (nuevos servicios, integración de aprovechamientos de energías renovables, por ejemplo). Así, como señalan (Nouredine & Sabonnaiere, 2012), si los operadores de red limitan el análisis de costo-beneficio de las inversiones a su propia área de actividad sin considerar las externalidades, sus elecciones tecnológicas podrían ser subóptimas para la comunidad.

Entonces veremos que la existencia de una red inteligente va a permitir dos efectos: 1) la reducción de costos en la gestión de la red de distribución por parte de las empresas que prestan dichos servicios y, 2) la incorporación de nuevos productos y servicios energéticos, se traducirá en una demanda más elástica ($Demanda_1$) dada la existencia de más sustitutos para los consumidores, lo que implicaría la eliminación de la subaditividad de costos y por ende el poder del monopolio en lo relacionado al servicio de comercialización y servicios energéticos y de información diversos, incrementando la competencia en dicho segmento.

Desde el punto de vista del análisis económico, los efectos de comparar ambas situaciones pueden analizarse a partir de la **Figura XIII**. Partiendo de una situación en la cual existe una oferta de red (física y comercial) de distribución (monopólica) que solo permite flujos de energía unidireccionales, el equilibrio sin regulación está representado por P_0 X_0en dicho mercado minorista de energía eléctrica. Existe una empresa monopólica que presta el servicio de gestión de redes y comercialización de energía eléctrica sujeta a regulación. En ese caso y considerando los principios de eficiencia (asignativa y productiva), de sostenibilidad y equidad la regulación implica establecer una estructura tarifaria representada por un cargo variable que representa el *CMg* (Costo Marginal) de abastecer de energía eléctrica y cargos fijos que permite a la empresa recuperar el resto de los costos (eficientes).

Al incorporar inteligencia a la red de distribución se rompe la relación histórica ***Red ≠ Mercado***. En ese contexto, se propone cambiar el modelo de negocio tradicional que funciona bajo la lógica de Generador → Transmisión → Distribuidora → Usuario pasivo,

donde el control es centralizado uno "inteligente" donde *Usuarios ↔ Medidores ↔ Plataforma Digital ↔ Mercado*. Es decir, la red se convierte en "una plataforma de distribución + una plataforma digital de coordinación". Se plantea separar en dos el negocio actualmente vigente: : a) en relación al segmento de *gestión de redes* (infraestructura física de red tal como cables, transformadores, subestaciones que continua teniendo las condiciones de monopolio natural), la regulación implicará la fijación de tarifas que incorpore los diferentes beneficios y costos de implementar la red inteligente (incluyendo servicios prestados por los recursos energéticos distribuidos) y, b) la apertura a condiciones de competencia del segmento de c*omercialización* (compraventa de servicios energéticos, plataformas, nuevos productos y servicios, etc.).



La Red Eléctrica Inteligente no elimina el monopolio natural: lo delimita y lo disciplina.

Antes:

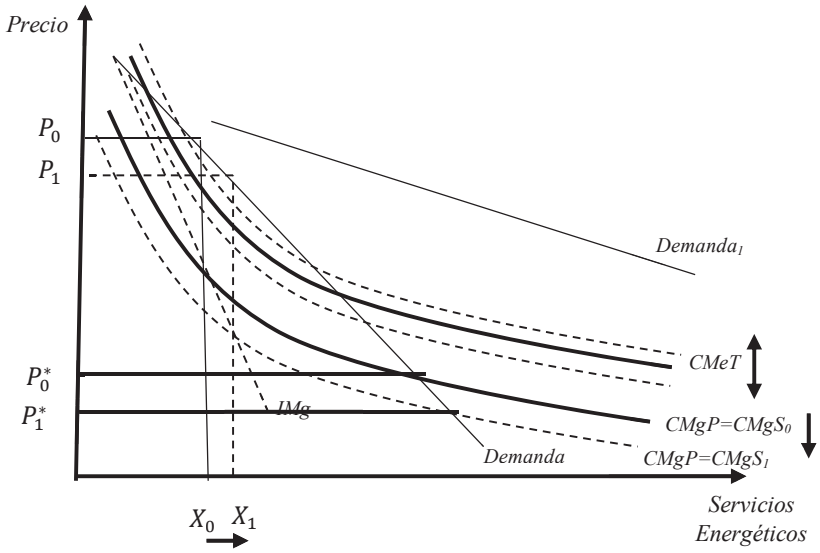
El que poseía los activos físicos controlaba el mercado.

Ahora:

El que posee los activos físicos debe operar una plataforma neutral para mercados competitivos.

En síntesis, es importante separar los negocios vinculados a las redes (activos físicos) de los relacionados a la comercialización (servicios energéticos e información). La tecnología incrementa las opciones del usuario y es percibida como un ***valor***.

Figura XIII. Segmento Minorista de Distribución de Energía Eléctrica con incorporación de inteligencia



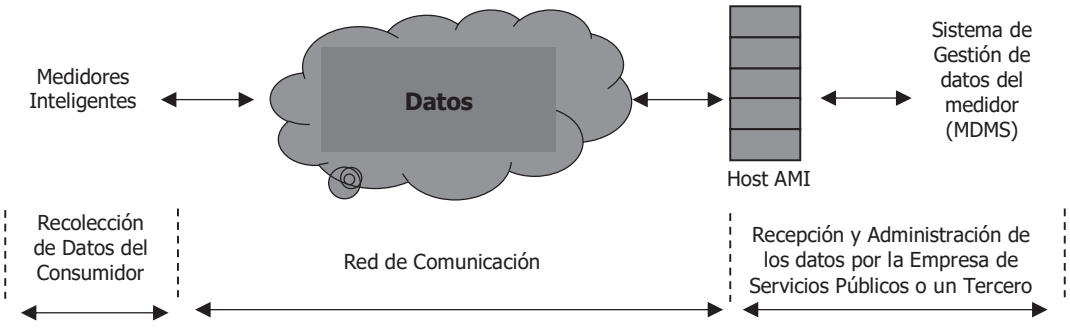
4.9.SISTEMA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)

Siguiendo a (Salman, 2017) definimos a la Infraestructura de Medición Avanzada como un sistema de medición y recolección que incluye medidores inteligentes, redes de comunicación y sistemas de gestión de datos que ponen la información a disposición del proveedor del servicio. Es decir, es un sistema de tecnología avanzada que permite medir y recopilar datos de consumo de energía eléctrica en tiempo real a través de la incorporación de Tecnologías de la Información y la Comunicación (TIC). Es un medidor digital con comunicación bidireccional que mide el consumo para periodos de tiempo establecidos. Ello puede observarse en la **Figura XIV**.

Básicamente la arquitectura de un sistema AMI consta de cuatro partes principales: Medidores Inteligentes, Colectores o Concentradores de Información, Sistema o Red de Comunicaciones y Gestión de Datos de Medición:

- *Medidores Inteligentes*: Son dispositivos electrónicos que integran funciones metrológicas avanzadas, almacenamiento y procesamiento de datos, comunicaciones bidireccionales con otros dispositivos y una interfaz usuario
- *Concentradores*: Unidad centralizada que almacena sistemáticamente las lecturas de un determinado número de medidores y/u otros concentradores.
- *Red de Comunicaciones*: Concierne a las comunicaciones entre los medidores inteligentes y concentradores de datos, como así también con dispositivos específicos para el control de cargas (demanda). Existen diferentes infraestructuras de comunicación del medidor describe los diversos métodos de comunicación entre el medidor y la empresa de servicios públicos. Estos incluyen comunicación por línea eléctrica (PLC), celular (banda ancha o GPRS) y radiofrecuencia (RF).
- *Gestión de Datos (MDM)*: plataforma de procesamiento y software de Gestión. Procesa la información obtenida por los medidores para generar reportes, bases de datos instantáneas e históricas. La gestión de datos cubre ampliamente la gestión de todos los datos creados por el medidor, esto incluye la transferencia, el almacenamiento y la protección de la privacidad.

Figura XIV. Componentes Sistema Infraestructura de Medición Avanzada
(Salman, 2017)



Como se menciona en el trabajo de (Garay & Eluani, 2022) un sistema AMI satisface los siguientes requisitos:

- Lectura de medidores bajo demanda / programada.
- Perfil de carga.

- Programación remota del medidor.
- Gestión de eventos y alarmas.
- Control de carga (remoto).
- Información de la calidad de energía.
- Sincronización de los equipos.
- Copia de seguridad y mantenimiento de rutina, manteniendo los datos seguros y disponibles en todo momento.
- Gestión de millones de medidores en un mismo sistema.
- Múltiples factores de verificación de inicio de sesión.
- El sistema solo admite contraseñas fuertes y maneja tiempos de vida de cada una de ellas.
- Control de inicio de sesión IP y configuración del período de tiempo.
- Gestión de accesos.
- Gestión de cargos al asignar distintos niveles de acceso y funciones a los usuarios.
- Control de acceso a menús y operaciones, permite a un usuario autorizado acceder a ítems específicos del menú y realizar operaciones, como lectura, escritura y control.
- Gestión de la Demanda y respuesta a la demanda.

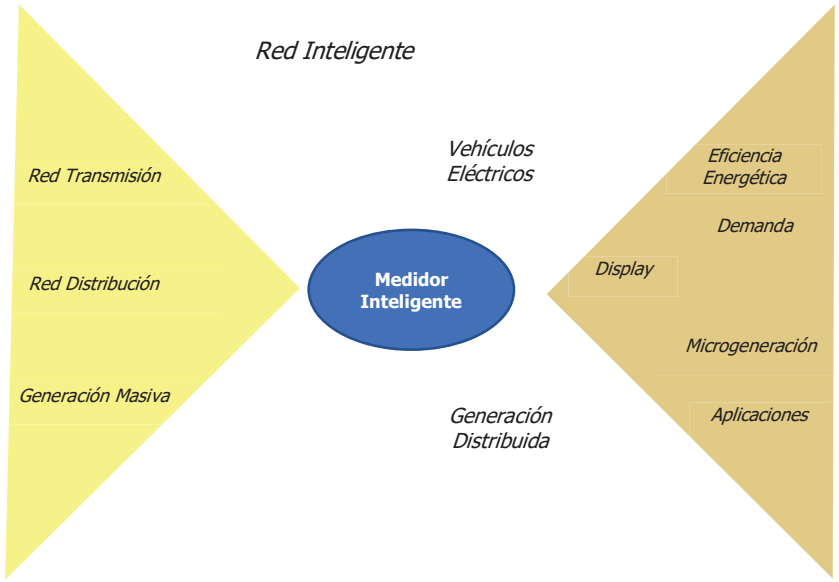
La instalación de medición inteligente debe estar asociado al modelo de desarrollo del mercado eléctrico que se plantee como objetivo. (Moneta & Giuseppe, 2016) destacan que la combinación de la liberalización del mercado y la explotación de recursos energía distribuida requiere una mayor flexibilidad del lado de la demanda. La flexibilidad es el motor habilitador para garantizar la neutralidad de las soluciones en el mercado, tanto para las cantidades físicas como para los servicios, permitiendo la participación de los consumidores, en caso de que sea a través de un agregador, como parte opuesta del lado de la generación. En ese contexto, señalan que la medición inteligente representa el elemento para "*cerrar el ciclo*" por parte de los clientes, permitiendo su participación.

En relación con las funciones que debe incluir un medidor inteligente (Moneta & Giuseppe, 2016) señalan:

- Registro. El proceso de incorporación del medidor en los procesos de servicios públicos. Esta función se refiere a la fase en la que el medidor se conecta al resto de la infraestructura.
- Sincronización. El reloj interno debe estar alineado con el sistema general. El reloj permite asignar el consumo a la tarifa exacta y registrar eventos.
- Actualización remota de firmware. Función indispensable para corregir posibles errores, pero sobre todo para garantizar un sistema de medición a prueba de futuro, capaz de incorporar más funciones.
- Programación Tarifaria a Distancia. Esta característica representa una de las funciones que justifican el despliegue de la medición inteligente. La programación tarifaria incluye la definición de registros horarios para tarifas de tiempo de uso.
- Control de potencia. Corresponde a la potencia máxima contratada por el cliente. Sin reponer el contador, permite cambiar la potencia máxima según contrato. Ese umbral podría variar durante el día. A distancia se puede rebajar al mínimo que marca la ley en caso de malos pagadores. Esta función se puede aprovechar para desconectar de forma remota la fuente de alimentación en caso de emergencia. Para medidores de gas, esta opción requiere una válvula sellada, certificada para operar en atmósferas potencialmente explosivas.
- Gestión de eventos. Envío automático de alarmas y otros eventos con toda la información relevante al sistema central (mensajes "*push*").
- Adaptación a los cambios de la red: el medidor puede reaccionar automáticamente a las reconfiguraciones de la red. Después de una falla, los procedimientos automáticos prevén la contra alimentación de líneas BT y MT desde otra subestación; lo mismo ocurre como acción preventiva para permitir el mantenimiento de porciones de la red.

La **Figura XIV** resumen los elementos que debe integrar la medición inteligente en un contexto de red inteligente a los fines de poder ser un nexo entre la red eléctrica y los actores que ella interviene.

Figura XIV. Elementos de la Red Inteligente y Medición Inteligente.
Smart Grids Handbook (2016)



En apartados anteriores destacamos la importancia que el desarrollo de la inteligencia en la red fuera en condiciones de competencia. En ese sentido, (Moneta & Giuseppe, 2016) consideran en el diseño de la arquitectura general de la medición inteligente es la relación entre la empresa distribuidora y los comercializadores (*retailers*). Así, señalan que las empresas distribuidoras suelen estar a cargo de la medición, y los datos recopilados luego se entregan a los *retailers* para la facturación de acuerdo con la periodicidad solicitada. En estos casos podrían darse situaciones de información asimétrica entre un *retailers* actual y otros *retailers*, o entre un comercializador conectado al distribuidor y los demás comercializadores, que no pueden acceder a los datos de consumo. Esta asimetría puede impedir el establecimiento de un mercado minorista eficiente. Un tema a analizar es quien administra la medición y la información asociada a ella para dar condiciones de desarrollo competitivo.

El segundo elemento del sistema AMI es la red de comunicación. (Salman, 2017) señalan diferentes medios en relación a la arquitectura de comunicación, tales como:

a. Tecnologías de comunicación por cable
    - Portadora de línea eléctrica (PLC): este tipo de tecnología utiliza las líneas eléctricas existentes como medio para transmitir datos. Esto es cierto para las áreas rurales que acceden a la energía, pero no con infraestructuras de comunicación. Sin embargo, el PLC tiene varias desventajas debido al canal ruidoso, el bajo ancho de banda y la dificultad para que las señales se transmitan a través de los dispositivos de distribución de energía.
    - Fibra óptica → se caracteriza por tener alta tasa de datos e inmunidad al ruido.
b. Tecnologías de comunicación inalámbrica
    - Comunicación celular: 4G/5G, LTE (Long Term Evolution, estándar para comunicaciones inalámbricas de transmisión de datos de alta velocidad para teléfonos móviles y terminales de datos) y WiMAX (Worldwide Interoperability for Microwave Access - Interoperabilidad Mundial para Acceso por Microondas).
    - ZigBee → es un estándar de red de malla inalámbrica más popular de la industria para conectar sensores, instrumentación y sistemas de control. Zigbee es el nombre de la especificación de un conjunto de protocolos de alto nivel de comunicación inalámbrica para su utilización con radiodifusión digital de bajo consumo, basada en el estándar IEEE 802.15.4 de redes inalámbricas de área personal (wireless personal area network, WPAN).
    - WiFi, WLAN (Wireless Local Area Network).
    - Inalámbrico (radiofrecuencia), ya sea centralizado o distribuido en malla (mesh).

El tercer aspecto es el sistema de recepción y administración de los datos. Siguiendo (Salman, 2017), los datos del medidor transferidos a través de la red de comunicación son recibidos en el sitio de servicios públicos/terceros por el sistema host AMI, que luego se envía al sistema de gestión de datos del medidor (MDMS). Entre las principales funciones del sistema MDMS se incluyen (i) automatizar y simplificar el complejo proceso de recopilación de datos de medidores de múltiples tecnologías de recopilación de datos de medidores, (ii) evaluar la calidad de los datos recopilados y generar estimaciones donde existen errores y lagunas, y (iii) entregar los datos recopilados en un formato que se adapte a los sistemas de facturación de servicios públicos.

Considerando la **Figura XV** (Salman, 2017), los medidores inteligentes y MDMS se comunican entre sí dentro de un vecindario a través de la red de área de vecindario (NAN - Neighborhood Area Network). Además de los tres componentes principales anteriores, las redes de área doméstica (HAN - Home Area Networks) y las puertas de enlace operativas también se consideran componentes de un sistema AMI. El propósito de un *HAN* es interactuar con el portal del consumidor para que vincule los medidores inteligentes con los dispositivos eléctricos controlables. Las funciones de administración de energía de los *HAN* incluyen (i) pantallas en el hogar para informar al consumidor sobre la energía que se utiliza y su costo, (ii) capacidad de respuesta a las señales de precios basadas en las preferencias del consumidor ingresadas, (iii) establecer puntos que limitan las acciones de control local o de servicios públicos a una banda especificada por el consumidor, (iv) control automático de cargas, es decir, sin la necesidad de la participación continua del consumidor, y (v) capacidad de desvincular al consumidor.

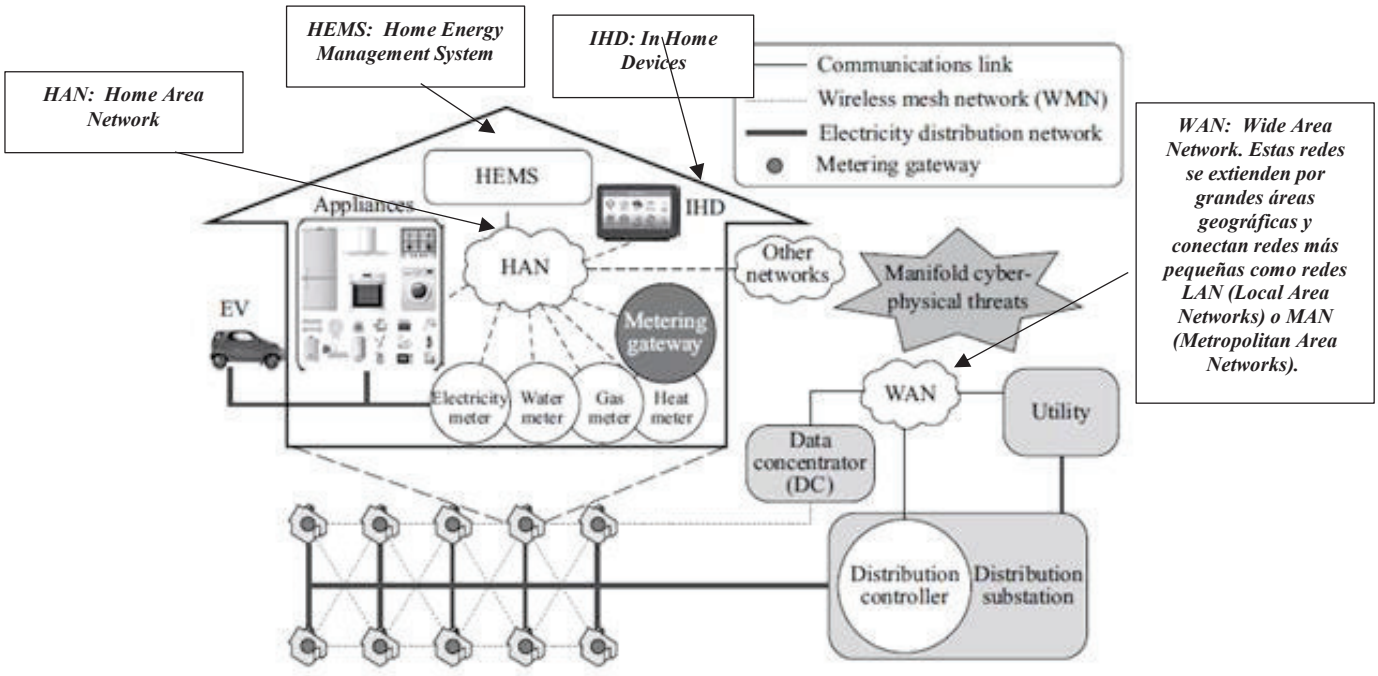
Los componentes de los HEMS incluyen lo siguiente[13]:

- Dispositivos de medición: Los dispositivos de medición son componentes importantes del HEMS que mide el consumo energético de la vivienda.
- Sensores: para hacer que un hogar sea energéticamente eficiente y para un mejor control de los dispositivos y electrodomésticos, se puede emplear una variedad de sensores.
- Electrodomésticos inteligentes: los electrodomésticos inteligentes tendrán la inteligencia, la comunicación y las instalaciones de control necesarias para ayudar al HEMS a implementar las decisiones necesarias para hacerlos eficientes desde el punto de vista energético. Los electrodomésticos inteligentes incluyen lavadoras, secadoras, lavavajillas, refrigeradores, congeladores y hornos que se pueden controlar de forma remota con un dispositivo móvil.
- HAN: Una red de área local conecta todos los componentes del sistema HEM, incluidos los sensores, la medición dispositivos, electrodomésticos inteligentes y cualquier pantalla en una red para su implementación transfiriendo los datos de monitoreo y control según sea necesario.

[13] https://sustainabilityknx.org/es/articles-es/guia-para-los-sistemas-de-gestion-energetica-domestica-hems/

- Software EMS: El software del sistema de administración de energía para HEM monitoreará las entradas, analizará los datos y, con las entradas de la empresa de servicios públicos y el consumidor (propietario), diseñará un plan operativo adecuado que será energéticamente eficiente y respetuoso con el medio ambiente.
- Integración de recursos de energía distribuida: se alienta a los clientes de electricidad a generar su propia energía en el hogar y se están instalando paneles solares en las residencias.
- Incorporación del vehículo eléctrico.

Figura XV. Arquitectura típica de un Sistema de Medición Inteligente en Europa.



4.10. DESARROLLOS CON INTELIGENCIA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

4.10.1. Los Recursos Energéticos Distribuidos

Como se mencionara anteriormente, uno de los pilares de la transformación del sector eléctrico es la *Descentralización*. En ese contexto, los Recursos Energéticos Distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) están constituidos por equipamientos que generan energía eléctrica. A diferencia de las grandes centrales convencionales están en la red de distribución, de forma descentralizada.

Los DER incluyen: generación distribuida que son equipamientos de generación a través del aprovechamiento de fuentes de energía renovables (paneles solares, turbinas eólicas pequeñas, biomasa, mini turbinas hidráulicas entre otras); sistemas de almacenamiento de energía y; gestión de la demanda.

Siguiendo el libro de (Chen-Ching, McArthur, & Seung-Jae, 2016) se puede resumir el papel de cada uno:

a) Generación Distribuida con aprovechamiento de energías renovables. Respecto de ello es importante destacar la importancia de su utilización.
   - Renovable. Los recursos de energía distribuida se basan en el aprovechamiento de fuentes renovable lo cual se traduce en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero disminuyendo la contaminación ambiental.
   - Fuertemente influenciado por el progreso tecnológico. El grado de utilización de los recursos de energía renovable depende del nivel tecnológico de conversión de energía.
   - Amplia Distribución. Las energías renovables están condicionadas por muchos tipos de factores naturales, especialmente por los efectos geográficos naturales del clima y del terreno. Están disponibles en todas partes, por lo que son adecuados para el desarrollo local y la utilización según las características regionales.
   - Variabilidad. La mayoría de los recursos de energía renovable se ven afectados por factores meteorológicos y climáticos, como el viento y el sol; por lo tanto, la potencia de salida fluctuará.
   - Alta inversión inicial y bajo costo de operación. La inversión inicial es alta en la mayoría de la utilización de energía renovable, pero el costo de funcionamiento es bajo.

b) Almacenamiento Energético. Dicha tecnología está compuesta por equipos que permiten almacenar energía para su posterior utilización. A modo de ejemplo podemos citar al almacenamiento de energía electroquímica (batería de plomo ácido, batería de iones de litio, batería de azufre - sodio entre otros).
   - El papel de esta tecnología es cada vez más importante en la red de distribución para mantener la operación normal y estable. Ello debido a la existencia de la generación distribuida y las microrredes, la tecnología de almacenamiento se vuelve cada vez más importante. El almacenamiento se puede usar para mejorar la calidad de la energía y mantener el voltaje en un rango calificado o apropiado.
   - En el mercado eléctrico el precio varía conforme diferentes momentos del día. Por lo general, el precio es alto durante el día de carga máxima y bajo durante la noche de menor actividad. Cuando la diferencia de precio alcanza cierta magnitud, y a medida que el costo del almacenamiento se reduce, los consumidores pueden utilizar este tipo de equipamiento para reducir costos en su factura de electricidad.

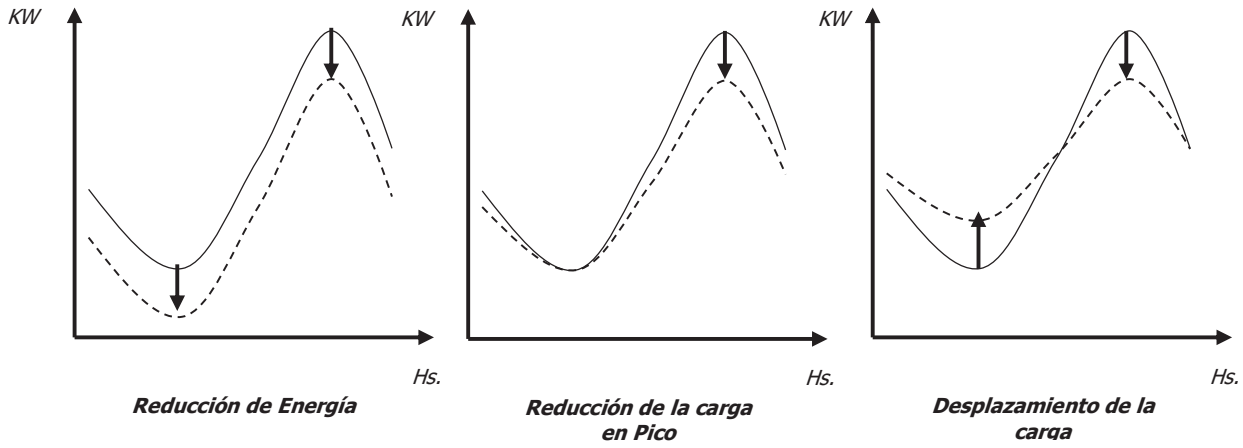
c) Gestión de Demanda (**Figura XVI**). Este concepto está relacionado a lo que se conoce como administración de la demanda (*Demand Side Management -DSM,* por sus siglas en inglés) y respuesta de la demanda (DR, Demand Response por sus siglas en inglés).
   - En el ámbito de la red inteligente, implementar mecanismos de respuesta de la demanda puede reducir la carga máxima del sistema, mejorar la capacidad de los usuarios para administrar su consumo de electricidad, reducir sus costos de consumo de electricidad y mejorar la eficiencia del consumo de electricidad, inspirado en nuevos precios, mecanismos mediante tecnologías avanzadas de información y comunicación e infraestructura de medición avanzada.
   - Como se menciona en la bibliografía, a medida que se introdujo el concepto de *DR*, había pasado por tres fases (*DR* manual, semiautomático y automático), en las que *DR* automático es el estado del arte. La *DR* manual implica un enfoque que requiere mucha mano de obra, como apagar o cambiar manualmente los puntos de ajuste (como los puntos de ajuste de comodidad para el aire acondicionado) en cada interruptor o controlador del equipo. La *DR* semiautomática implica una estrategia de *DR* preprogramada iniciada por una persona a través del sistema de control centralizado.

La *DR* totalmente automática no implica la intervención humana, pero se inicia en una casa, edificio o instalación mediante la recepción de una señal de comunicación externa.

- Respuesta de la demanda DR se refiere a modificaciones en el consumo de energía eléctrica ante cambios en sus precios, o a pagos de incentivos diseñados para inducir un menor uso de electricidad en momentos de altos precios del mercado mayorista o cuando la confiabilidad del sistema está en peligro.

Algunos programas DR, en particular los que se basan en precios por tiempo de uso (*Time Of Use* por su denominación en inglés) y precios en tiempo real (Retail Time Pricing por su denominación en inglés), están diseñados para alentar a los clientes a cambiar la carga de los períodos de mayor actividad a los períodos de menor actividad. Tener almacenamiento de energía puede incluso permitir el cambio completo de la carga de los períodos pico a los períodos de menor actividad.

Figura XVI. Respuesta de la Demanda.



Una de las consecuencias de la descentralización (recursos energéticos distribuidos) integrados a la red eléctrica de distribución, es la necesidad de desarrollar mecanismos de flexibilidad y control distribuido que se traducen en mayor grado de inteligencia.

4.10.2. Sistema de Gestión de Energía (EMS)

Un *EMS* (Energy Management System) es la capa de inteligencia computacional que: observa, predice, optimiza, controla, liquida el uso de energía y de la red en tiempo real.

En una red inteligente, el *EMS* deja de ser un sistema interno del distribuidor y pasa a ser el cerebro del ecosistema energético distribuido.

SISTEMA	***FUNCIÓN***
DMS **(DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM)**	Operar la red (tensiones, protecciones)
DERMS **(DISTRIBUTED ENERGY RESOURCE MS)**	Controlar RED
EMS	Optimizar económica y energéticamente el conjunto

EMS como plataforma de mercado

El EMS convierte a la red en un **mercado en tiempo real**:

- Usuario ofrece ↓ consumo
- Generador ofrece ↑ energía
- Batería ofrece ↑/↓
- GV o Agregador agrega
- EMS equilibra el mercado
- Red transporta

Esto permite:

- Precios horarios
- PPA virtuales
- Programas de Gestión de Demanda
- Mercado secundario
- Subastas de flexibilidad

Con EMS en la red:

INSTRUMENTO	*HACE FACTIBLE*
MERCADO A TÉRMINO MENDOZA	Sí
GENERADOR VIRTUAL	Sí
PROGRAMAS DE GESTIÓN DE DEMANDA	Sí
PRECIOS NODALES	Sí
COMERCIALIZACIÓN MINORISTA	Sí
PPA VIRTUAL	Sí
SUBASTAS DE FLEXIBILIDAD	Sí

En síntesis, el *EMS* es el sistema operativo del nuevo mercado eléctrico minorista provincial, en donde:

Sin EMS:

La red es un cable.

Con EMS:

La red es una plataforma económica digital.

Ello constituye un puente entre:

- La infraestructura monopolística
- Y los mercados competitivos distribuidos

4.10.3. Las Plataformas

De la literatura se observa que el sector eléctrico provocará que la red se convierta en un "mercado de plataforma" con el que comercian compradores y vendedores.

(Pollit & Weiller, 2016)exploran hasta qué punto la red eléctrica podría convertirse en un mercado de dos caras en el futuro, vendiendo servicios tanto a las empresas de servicios de energía como a los consumidores finales, al tiempo que facilita el comercio entre ellos.

Un ejemplo de cómo esto cambia la naturaleza de la carga y la provisión de servicios podría ser el área de la provisión de servicios auxiliares en los hogares, como la respuesta de frecuencia. La forma óptima de organizar esto podría ser proporcionar un equipo de control inteligente (por ejemplo, el que facilitaría la respuesta de frecuencia de la heladera de uno) y el acceso a la red del hogar gratis y cargar los cargos al proveedor de servicios de energía para optimizar la prestación de servicios de equilibrio, en vez de cobrar los costos marginales de interactuar con ellos. Dado que el valor de estos nuevos mercados habilitados para redes inteligentes dependerá de una aceptación significativa a nivel doméstico, los principios de fijación de precios de la plataforma serán muy importantes para respaldar esto.

En el citado trabajo, los autores destacan que un mercado de plataforma es un mercado en el que las interacciones de los usuarios entre uno o más grupos de usuarios están mediadas por un intermediario, el proveedor de la plataforma, y están sujetas a efectos de red. A diferencia de un revendedor en un mercado o intercambio comercial, un intermediario de plataforma ofrece un valor inherente más allá del simple proceso de mediación para los dos lados del mercado. Este valor agregado generalmente proviene de la eficiencia, la transparencia y/o la personalización de los servicios de usuario habilitados por las *TIC*. Las plataformas también están asociadas con la innovación complementaria que aumenta la utilidad y el atractivo de la plataforma para sus grupos de usuarios.

Como lo mencionamos al inicio del trabajo la incorporación de un sistema de infraestructura de medición avanzada en un contexto de red inteligente permitirá una mayor disponibilidad de datos más desagregados. Así, por ejemplo, las empresas prestadoras del servicio de distribución de energía eléctrica contaran con la curva de carga (demanda desagregada cada 15 minutos) de los consumidores residenciales.

En ese marco, es necesario adecuar la normativa y las políticas públicas a los fines de fomentar el desarrollo de un sistema eléctrica basado en la innovación, la competencia y con bajas emisiones de carbono. La integración de soluciones de "inteligencia" permitirá una gestión más eficiente del sistema de distribución reduciendo la necesidad de inversiones en líneas, transformadores y otros activos (Anaya y Pollitt, 2013), fomentando al mismo tiempo nuevos servicios, productos y modelos comerciales.

(Pollit & Weiller, 2016) sugieren que los mercados minoristas de electricidad tienen el potencial de presenciar la entrada de proveedores de plataformas a medida que adquieren dos características:

a) *Volatilidad*: La imprevisibilidad de la generación de energías renovables implica que el servicio de información y gestión energética contenga un valor agregado para el mercado, en particular para los generadores y operadores de red (el lado de la oferta). Hay un beneficio a nivel de sistemas de equilibrar la oferta y la demanda de electricidad en el mercado, ya que un mercado de electricidad óptimamente equilibrado maximiza el excedente social. Asimismo, al incorporar tarifas dinámicas (*RTP*) alienta a los consumidores tanto residenciales como comerciales a prestar mayor atención en relación con su comportamiento de consumo de energía y por ende a desempeñar un papel más activo en el proceso.
b) *Posibilidad de innovación complementaria en servicios y productos*: dada la introducción de las *TIC* en electrodomésticos inteligentes, medidores inteligentes y carga de vehículos eléctricos, abren oportunidades de modelo comercial en el mercado minorista para un proveedor de servicios que se posiciona como un intermediario de "plataforma".

En economía, los mercados bilaterales (*two-sided Markets* por su denominación en inglés) se refieren a situaciones en las que los compradores y vendedores se reúnen a través de un intermediario que opera un ecosistema que les permite participar en transacciones de productos y servicios (Zarakas, 2017). Su valor agregado proviene de facilitar las interconexiones.

El autor destaca que un efecto beneficioso de las plataformas es que, al centrarse en habilitar y completar transacciones, tienden a expandir el tamaño del mercado (en volumen de transacciones y/o valor total), lo que se logra principalmente mediante efectos de red. Los "efectos de red" se refieren al fenómeno de que el valor de una plataforma aumenta a medida que más personas la usan. Los nuevos productos y servicios resultantes proporcionan un valor adicional a los clientes, por lo que, a cambio, están dispuestos a pagar cantidades adicionales.

Con base en lo expuesto, y en función de la revisión de la literatura las plataformas, se pueden desprender dos conclusiones importantes: a) Los servicios de plataforma se producen por la diferenciación de las preferencias de los consumidores según la fuente, el precio y la calidad del suministro. La transición a un sistema más inteligente basado en la fijación de precios en tiempo real, las *TICs*, medidores y electrodomésticos inteligentes conduce a la posibilidad (y el valor) de un proveedor de servicios de intermediación para vincular a los consumidores con servicios de energía específicos en función de nuevos datos de energía disponibles; b) las plataformas acompañadas de un grado mayor de inteligencia en la red de distribución, derivará en una mayor flexibilidad en el funcionamiento de dicho sistema.

Asimismo, Las externalidades cruzadas de la red comienzan a ser significativas si los proveedores pueden confiar en los consumidores participativos como recursos. En este caso, la fijación de precios de la plataforma tiene sentido para redistribuir los costos en el sistema en función de las externalidades de red cruzadas y del mismo lado."

4.10.4. Tarifas Dinámicas (Dynamic Pricing)

Como se expresa en (Garay & Eluani, 2022), las tarifas dinámicas (*Dynamic Pricing* por su denominación en inglés) son una forma de lo que se denomina respuesta del lado de la demanda y se encuentran dentro de la innovación en los mercados eléctricos minoristas. El desarrollo de tarifas dinámicas está relacionado a la disponibilidad y costo del equipamiento de medición que permita el registro de la demanda en diferentes intervalos de tiempo durante el día (por hora, cada quince minutos, etc.).

Los diseños de tarifas variables en función del tiempo implican cobrar diferentes precios de la electricidad en diferentes momentos del día y año. Estos precios reflejan la variación del costo de suministrar electricidad e incentivan a los consumidores a disminuir su uso durante las horas pico y trasladar el consumo a horas de baja demanda.

Se pueden encontrar dos tipos de tarifas dinámicas: Tarifas en tiempo real (*RTP*) o Tarifa por tiempo de uso (*TOU*). En el primer caso el precio de la energía eléctrica se define para

diferentes horas del día y para diferentes días. Esto no significa que los clientes deban comprar toda su energía al precio en tiempo real. La cobertura (comprar algo de energía a través de un contrato a largo plazo, antes de que sea evidente un período de estrés del sistema) permite a los clientes estabilizar su factura general mientras siguen enfrentando el precio en tiempo real por el consumo incremental (Borenstein, 2002).

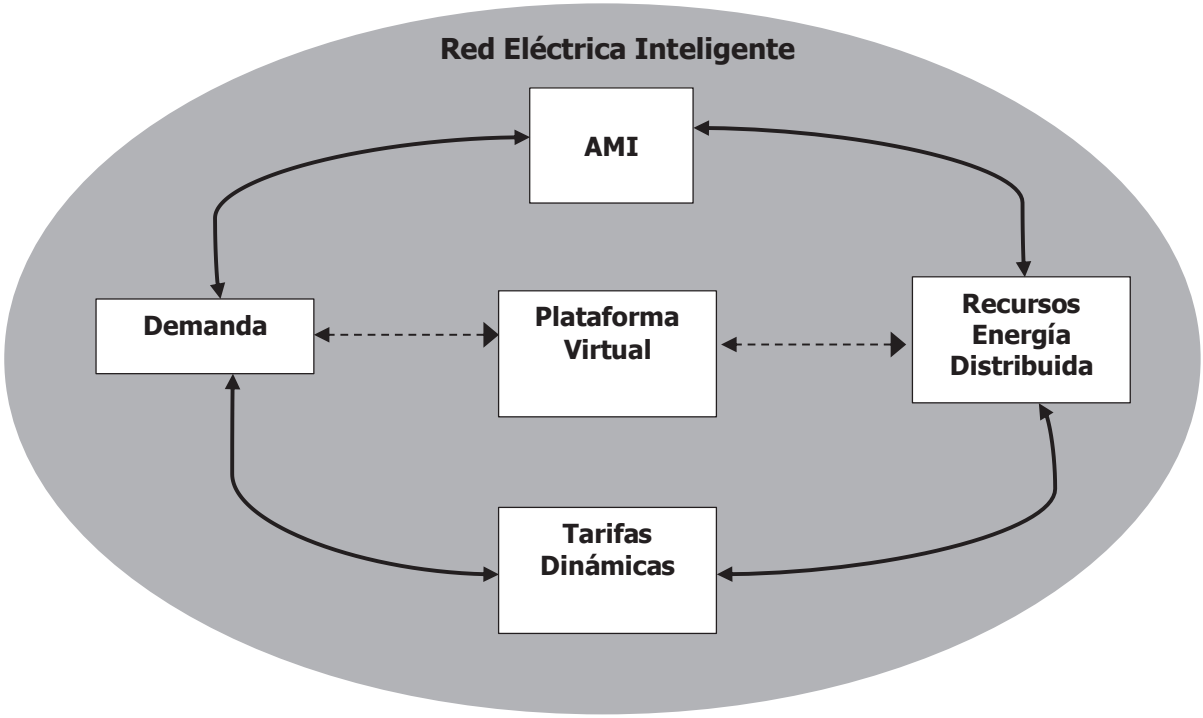
Las tarifas por tiempo de uso el precio de la electricidad varía de manera preestablecida dentro de ciertos bloques de tiempo, por ejemplo, se pueden fijar precios entre las 18 a 23 hs, las 5 y 18 hs, etc.

(Boreinstein & Rosenfeld, 2002) define a las tarifas dinámicas considerando los siguientes parámetros:

- Tiempo de Uso (*TOU*): se divide el día en dos o más períodos, con una tarifa diferente para cada período. Por ejemplo, un período máximo puede ser un período de 10:00 a 18:00 los días de semana, con las horas restantes que se consideran fuera del pico. Las tarifas son más altas durante el período pico y más bajas durante el pico fuera, reflejando la variación en el costo de suministrar electricidad durante esos períodos.
- Precios de Tiempo Real (*RTP*): Los participantes en programas RTP pagan por energía una tarifa relacionada al precio de mercado por hora para la electricidad. Aquí los precios cambian a intervalos regulares de una hora o unos pocos minutos. El cambio en el precio en intervalos tan pequeños aumenta la eficiencia del esquema de precios al reflejar los costos reales de suministro, pero dichos esquemas requieren tecnología avanzada para comunicar y administrar estos cambios frecuentes.

A modo de síntesis, en la **Figura XVII** se muestra los vínculos de los conceptos antes definidos. En tal sentido, una Plataforma Virtual en un contexto de red inteligente va a permitir que los recursos energéticos distribuidos realicen transacciones con la demanda sobre la base de la considerando la información de los Sistemas *AMI*, así como de las señales de precios dinámicos.

Figura XVII. Relaciones de la Transformación del Sector Eléctrico



4.10.5. Energía Transactiva[14]

En este apartado se analiza la metodología denominada *Energía Transactiva* basándose en el trabajo del *GridWise Architecture Council (GWAC)* en los Estados Unidos. El *GWAC* fue formado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos para promover y permitir la interoperabilidad entre las muchas entidades que interactúan con el sistema de energía eléctrica. Este equipo equilibrado de representantes de la industria propone principios para el desarrollo de conceptos y estándares de interoperabilidad. El Consejo brinda orientación y herramientas para la industria que lo convierten en un recurso disponible para implementaciones de redes inteligentes.

[14] *https://gridwiseac.org/publications*

(Council, 2019) define a la ***Energía Transactiva*** como:

> *"Un sistema de mecanismos económicos y de control que permite el equilibrio dinámico de la oferta y la demanda en toda la infraestructura eléctrica utilizando el valor como parámetro operativo clave."*

De dicha definición, se pueden extraer los aspectos claves:

- Es un sistema, es decir son componentes conectados entre sí.
- Combinan mecanismos económicos y de control.
- Equilibrio dinámico de oferta y demanda.
- El valor es el parámetro operativo clave.

En el documento GridWise se definen los atributos que representan cualidades o características que describen dimensiones significativas de la Energía Transactiva (*TE* - Transactive Energy)

- *Arquitectura.* Todas las herramientas y metodologías de *TE* se describen como constituyentes o subsistemas de una arquitectura de sistema. Una distinción clave es si la arquitectura es centralizada, distribuida o una combinación de las dos.
- *Extensión.* Un sistema *TE* normalmente se utilizará dentro de alguna medida de extensión geográfica, organizativa, política o de otro tipo.
- *Partes que realizan transacciones*. *TE* involucra a partes que realizan transacciones. En la mayoría de los casos, estos serán sistemas automatizados, posiblemente actuando como sustitutos de los humanos. En algunos casos, los humanos pueden estar al tanto. Un sistema *TE* debe ser explícitamente descriptible según las entidades partes en las transacciones.
- *Transacción*. Un sistema *TE* debe definir claramente las transacciones dentro del contexto de ese sistema. ¿Quiénes son las partes que realizan la transacción, ¿qué información se intercambia entre ellos para crear una transacción, y ¿qué se intercambia entre ellos para ejecutar una transacción? ¿Cuáles son las reglas que rigen las transacciones? ¿Cuál es el mecanismo o mecanismos para llegar a un acuerdo?

- *Productos básicos negociados.* Si bien el producto básico principal negociado es energía, los productos derivados, como las opciones de compra basadas en la confiabilidad (por ejemplo, servicios auxiliares), también pueden negociarse entre las partes negociantes.
- *Variabilidad temporal*. Los sistemas transactivos pueden interactuar a través de múltiples escalas de tiempo. Por ejemplo, las transacciones dentro de un solo sistema pueden variar desde subsegundos hasta cinco minutos o un período más largo.
- *Interoperabilidad.* Las transacciones se habilitan a través del intercambio de información entre las partes que realizan la transacción. Hay dos elementos a considerar aquí: la interoperabilidad técnica y la interoperabilidad semántica.
- *Mecanismo de descubrimiento de valor*. Un mecanismo de descubrimiento de valor es un medio para establecer el valor económico o de ingeniería (como la ganancia o el rendimiento) asociado con una transacción.
- *Asignación de valor*. La asignación de valor es fundamental para el descubrimiento de valor. Para subelementos de un sistema *TE*, puede ser necesario un medio para asignar valor a los objetivos que no pueden abordarse a través de un mecanismo de descubrimiento o para valores que no tienen una dimensión común que pueda utilizarse para la valoración.
- *Alineación de objetivos*. Un principio clave en la amplia aplicación de los sistemas *TE* es la alineación continua de múltiples objetivos para lograr resultados óptimos a medida que opera el sistema. Esta alineación mejora los efectos económicos y de ingeniería de los equilibrios dinámicos logrados por los sistemas *TE*.
- *Garantizar la estabilidad*. La estabilidad de los mecanismos económicos y de control de la red es necesaria y debe garantizarse.

La introducción de inteligencia asociada al proceso de transformación del sector eléctrico impulsa nuevos cambios. A continuación, se citan algunos de ellos desarrollados por GridWise:

- Desarrollo de nuevas estructuras de mercado para hacer frente a la variabilidad de los recursos renovables a gran escala.

- Aparición de mercados que operan en escalas de tiempo cada vez más cortas, como los Mercados de Desequilibrio Energético.
- Cambiar las relaciones con los clientes minoristas con la introducción de recursos renovables a nivel de las instalaciones y nuevas cargas, como los vehículos eléctricos.
- Formulación de políticas que van más allá de los estándares de la cartera renovable para promover el desarrollo de edificios de alto rendimiento muy eficientes, incluidos los edificios de energía neta cero.
- Aparición de la construcción del operador del sistema de distribución para asumir la responsabilidad de equilibrar las variaciones de la oferta y la demanda a nivel de distribución y vincular a los agentes del mercado mayorista y minorista
- Cambios "ocultos" en el comportamiento de la red, como el aumento capacidad de las fuentes de generación detrás del medidor desplazando la generación de electricidad convencional que de otro modo ocurriría.
- Necesidad de nuevos modelos regulatorios y de negocios. El modelo de servicios públicos tradicional se basa en el crecimiento de la carga, pero la eficiencia ha roto el vínculo entre el crecimiento demográfico/económico y el crecimiento energético.
- Requerir acción en el marco de tiempo de minutos en las principales interfaces de sistema a sistema entre transmisión y distribución o distribución y clientes minoristas. Por lo tanto, los cambios impactan tanto en la economía de los sistemas de energía eléctrica como en el control de los sistemas de energía y los usos finales de la electricidad.

Para la formulación de la energía transactiva se definen los siguientes seis principios:

- Los sistemas de energía transactiva implementan alguna forma de auto optimización altamente coordinada.
- Los sistemas de energía transactiva deben mantener la confiabilidad y el control del sistema al tiempo que permiten una integración óptima de renovables y Recursos Energéticos Distribuidos.
- Los sistemas de energía transactiva deben contemplar la participación no discriminatoria de participantes calificados.
- Los sistemas de energía transactiva deben ser observables y auditables en las interfaces.

- Los sistemas de energía transactiva deben ser escalables, adaptables y extensibles a una serie de dispositivos, participantes y extensiones geográficas.
- Las partes que realizan la transacción son responsables de los estándares de desempeño.

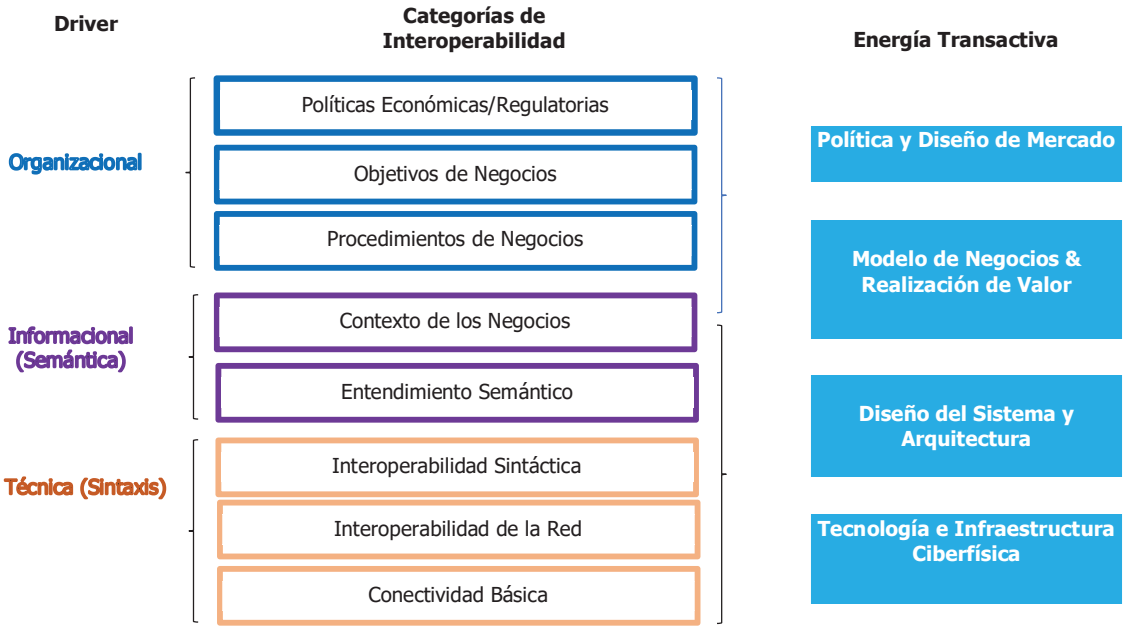
Los elementos de energía transactiva son los componentes de una arquitectura transactiva que deben abordarse en el diseño de un sistema. Constituyen el punto de partida para la discusión al presentar la estructura básica para un enfoque de diseño de arquitectura transactiva con referencia a una *GWAC Stack.* La *GWAC Stack* representa las dimensiones de la interoperabilidad que van desde la física (o ciberfísica) en los niveles inferiores, la interoperabilidad de la información en los niveles medios y los modelos comerciales, las estructuras de mercado, la regulación y la política en los niveles superiores.

En la **Figura XVIII**, los tres grupos de las categorías de interoperabilidad proporcionan los elementos que deben abordarse en el diseño transactivo. Así, las áreas a tener en cuenta para el diseño se enmarcan en:

- *Negocios/Mercados/Política/Regulación*. Los formuladores de políticas tendrían a su disposición un conjunto de herramientas de *TE* que incluiría un catálogo de orientación y mecanismos de políticas. Los reguladores podrían usar este conjunto de herramientas para redactar una política de *TE* específica para las necesidades. Es preciso abordar preguntas tales como: ¿Quiénes o qué son las partes que realizan la transacción? ¿Cuál es el propósito y el alcance regulatorio de las transacciones? ¿Cómo se cierran o liquidan las transacciones? ¿La "recompensa" económica está directamente asociada con las transacciones o separada?
- *Interoperabilidad de la información* (incluida la arquitectura del sistema). Debe abordar la semántica detrás de la valoración de las transacciones (cumplir con los objetivos de los participantes), la operación de los mecanismos de *TE* y los aspectos de control para comprender los impactos del sistema transactivo en la red eléctrica. Por lo tanto, la semántica de la interoperabilidad de la información está directamente vinculado a los modelos de negocio y operativo. Un desafío es cómo incluir en el "modelo de negocios" los imperativos de ingeniería. ¿Qué información específica se intercambia?

- *Ciber-Físico*. El elemento de infraestructura cibernética de *TE* se ocupa de las capas técnicas de la *GWAC Stack* y las capas físicas de control. La red eléctrica incluye dos redes ciberfísicas: la red conectada eléctricamente y las redes de comunicaciones necesarias para monitorearla y controlarla. Los diseños de energía transactiva deben abordar estos dos elementos de infraestructura hasta el punto de comprender qué conectividad física se requiere para respaldar el intercambio de información en apoyo de las transacciones y sin afectar negativamente la confiabilidad de la red eléctrica.

Figura XVIII. *GWAC Stack* con elementos de energía transactiva. *GridWise Transactive Energy Framework.*



Por último, en la **Figura XIX**, describe el proceso evolutivo de incorporación de los Recursos Energéticos Distribuidos (RED) dentro del sistema eléctrico de distribución, tomando como referencia el marco conceptual del *GridWise Transactive Energy Framework. En el mismo se grafica la* evolución temporal del sistema eléctrico y el grado de penetración de generación distribuida, almacenamiento, movilidad eléctrica y gestión de la demanda. La curva de adopción de los consumidores refleja la progresiva incorporación de tecnologías inteligentes por parte de usuarios, usuarios/generadores y empresas. Estas dimensiones permiten entender ***cómo el***

sistema de distribución se transforma gradualmente hacia un modelo inteligente, transaccional y participativo.

Se distinguen tres niveles de adopción en cuanto a la evolución del sistema de distribución:

 Nivel Bajo de Adopción

- **Características:** pocos generadores distribuidos y baja participación de los usuarios.
- **Foco del sistema:** confiabilidad básica y control unidireccional desde la distribuidora.
- **Acciones claves:**
  - Inversiones iniciales en infraestructura inteligente (sensores, medidores avanzados, automatización de redes).
  - Implementación de tecnologías de comunicación y monitoreo.

 Nivel Medio de Adopción

- **Características:** expansión de la generación distribuida y almacenamiento; mayor involucramiento de consumidores.
- **Foco del sistema:** integración técnica de los RED y gestión coordinada de flujos bidireccionales.
- **Acciones claves:**
  - Optimización e integración de recursos energéticos distribuidos (gestión de la demanda, microrredes, vehículos eléctricos).
  - Desarrollo inicial de plataformas digitales de distribución que permiten la interacción entre agentes.
  - Ajuste normativo para permitir participación de prosumidores y agregadores.

 Nivel Alto de Adopción

- **Características:** presencia masiva de RED y usuarios activos en el mercado eléctrico.
- **Foco del sistema:** operación transaccional y dinámica, con flujos múltiples de energía e información.
- **Acciones claves:**
  - Desarrollo avanzado de plataformas de distribución para coordinar actores, mercados y redes.

- Transacciones entre múltiples partes (productores, consumidores, operadores, agregadores).
- Implementación del modelo de Energía Transaccional (Transactive Energy), que permite la optimización automática mediante precios y señales digitales.

En resumen, la **Figura XIX**, ilustra cómo la madurez tecnológica y la adopción de los consumidores impulsan simultáneamente:

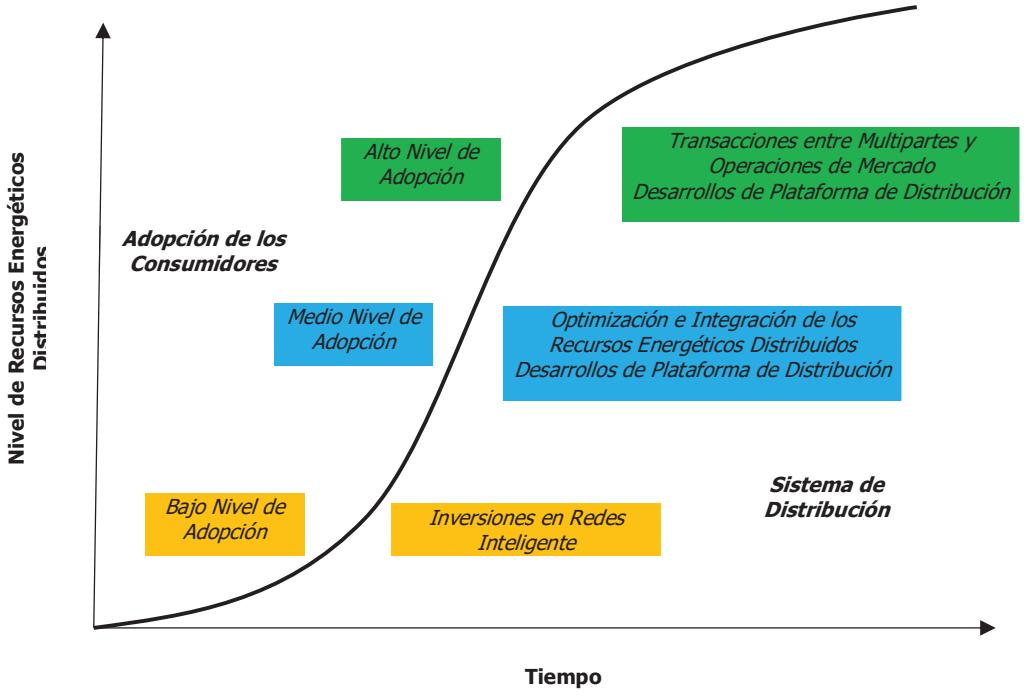
- Inversiones en redes inteligentes.
- Integración de recursos distribuidos.
- Desarrollo de plataformas de distribución.
- Operaciones de mercado multilateral y automatizadas.

Esta secuencia refleja la transición desde un sistema centralizado hacia uno descentralizado, digital y participativo, donde cada actor puede producir, consumir e intercambiar energía. El enfoque del *GridWise Transactive Energy Framework* (Estados Unidos) es una referencia internacional que promueve:

- La coordinación económica y técnica entre todos los participantes del sistema.
- El uso de plataformas digitales de mercado para la gestión de flujos energéticos.
- La creación de ecosistemas abiertos y competitivos de energía distribuida.

En este contexto, la figura representa cómo las distribuidoras (en su rol de gestión de redes) deben evolucionar de simples operadores físicos a facilitadores de transacciones energéticas, mediante inteligencia, flexibilidad y plataformas de mercado.

Figura XIX. Implementación de Recursos Energéticos Distribuidos y Sistema de Distribución. GridWise Transactive Energy Framework.



4.10.6. Síntesis del capítulo

La transición hacia una red eléctrica inteligente no implica reemplazar completamente la infraestructura existente, sino evolucionarla de manera progresiva. Este enfoque incremental reduce riesgos, optimiza inversiones y permite adaptar el marco regulatorio y de mercado a medida que se incorporan nuevas capacidades tecnológicas.

CAPITULO V. SITUACIÓN ACTUAL PROVINCIA DE MENDOZA

En este capítulo se describe la situación actual del sistema eléctrico junto al potencial de aprovechamientos de recursos renovables y la infraestructura para la conectividad en la Provincia de Mendoza.

5.1. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PROVINCIAL

La Provincia de Mendoza presenta características que la convierten en un caso propicio para la implementación de redes eléctricas inteligentes. Entre ellas se destacan:

- elevada penetración potencial de energía solar,
- diversidad de perfiles de consumo,
- existencia de proyectos piloto de medición inteligente,
- y un marco normativo que reconoce explícitamente la modernización del sistema de distribución.

5.2. RECURSOS ENERGÉTICOS Y OPORTUNIDADES

El recurso solar constituye una ventaja comparativa relevante para el desarrollo de generación distribuida, mientras que la estructura del sistema de distribución permite implementar esquemas piloto de gestión activa de la demanda y almacenamiento energético. Estas condiciones técnicas crean oportunidades para reducir costos sistémicos y mejorar la calidad del servicio.

5.3. JUSTIFICACIÓN DE LA HOJA DE RUTA

El diagnóstico realizado evidencia que la implementación de redes eléctricas inteligentes en Mendoza no responde únicamente a objetivos tecnológicos, sino que constituye una estrategia para:

- mejorar la eficiencia económica del sistema,
- reducir costos para los usuarios,
- promover la competencia minorista,

- y avanzar hacia un modelo energético más sostenible.

5.4. SITUACIÓN ACTUAL LA PROVINCIA DE MENDOZA

La Ley 6.497 y sus modificatorias le atribuye la condición de servicio público a las actividades de transporte y distribución, en tanto que a la generación la considera de interés general.

Según ello, las actividades de transporte y distribución están reguladas por el Estado, donde la actividad de distribución es un servicio público concesionado, bajo tarifas máximas, un régimen de calidad de servicio y atención de los usuarios dentro de la zona de concesión.

En particular, el servicio de distribución consiste en el suministro de energía eléctrica desde el punto de conexión en la red de transporte hasta los usuarios finales ubicados en diferentes niveles de tensión (Alta, Media y Baja Tensión). Actualmente esta etapa del servicio eléctrico comprende lo que se denomina el servicio de red y la comercialización (compra y venta) de energía y potencia al usuario final, que no tiene posibilidad de adquirir energía al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Hay usuarios que solo usan el servicio de red, porque compran energía y potencia directamente a los generadores agentes del MEM y se llaman grandes usuarios (GUMAS, GUMES y GUPAS).

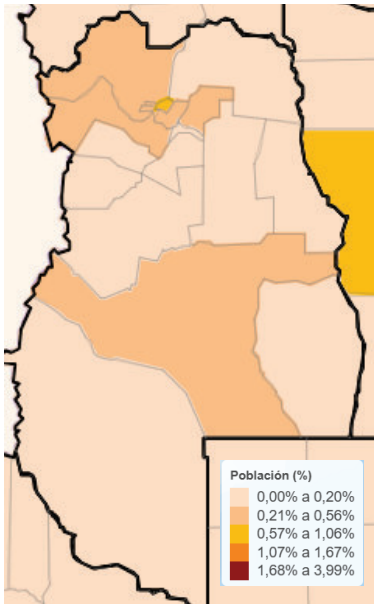
5.4.1. Caracterización de la Provincia de Mendoza

La Provincia de Mendoza tiene una población total de 2.014.533 [15] habitantes de los cuales el 80% es urbano y el 20% rural. Con relación a la cantidad de usuarios de las empresas distribuidoras, el 62% se encuentra en el Gran Mendoza (Capital, Godoy Cruz, Guaymallén, Las Heras, Lujan de Cuyo y Maipú), el 16% en el sur (General Alvear, Malargüe y San Rafael), el 14% en la zona este (Junín, La Paz, Rivadavia, San Martín y Santa Rosa) el 6% en el centro oeste (San Carlos, Tunuyán y Tupungato), y el 2% en el norte (Lavalle).

[15] *Según Censo Nacional 2022.*

La provincia está Localizada en una zona templada, se presenta como territorio mediterráneo y continental, de clima árido a semiárido. El 97% de la superficie de la Provincia de Mendoza no está irrigada. Se trata de tierras con marcado déficit hídrico y baja densidad de población. El 50% de esta superficie corresponde a, sectores medios y distales de las cuencas hidrogeológicas de la provincia. Estas últimas constituyen zonas áridas e hiperáridas de llanura, con escasos recursos hídricos superficiales y limitadas ofertas hídricas subsuperficiales y subterráneas.

Figura XX. Población Mendoza.
https://censo.gob.ar/index.php/mapa_poblacion2/#

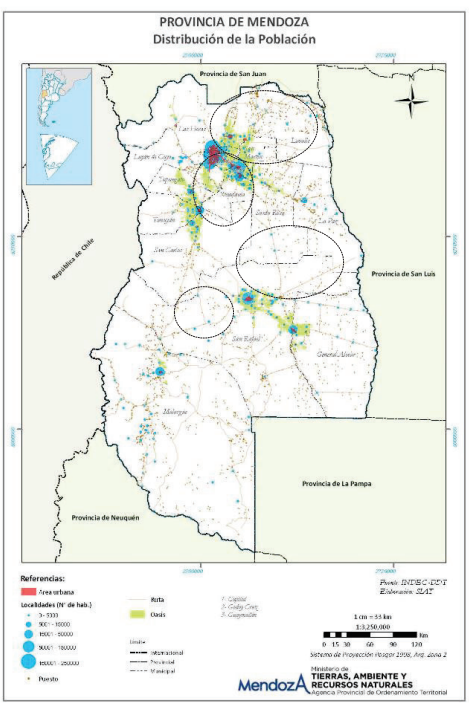


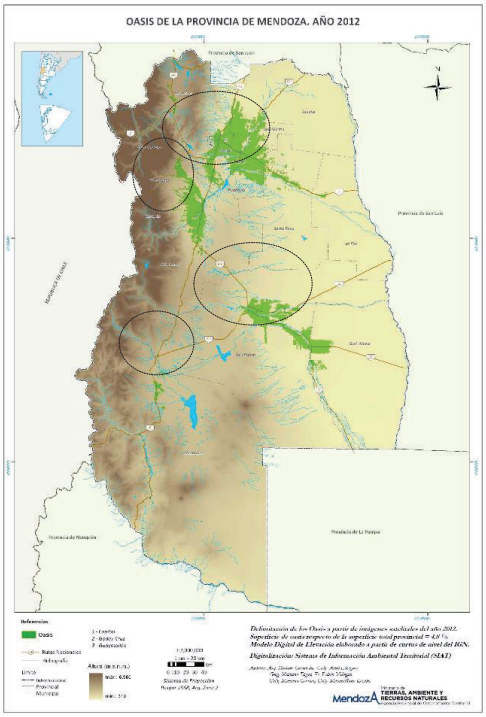
Como se puede observar en la **Figura XXI**, el aprovechamiento del agua de los ríos Mendoza y Tunuyán en el Norte, Diamante, Atuel y en menor proporción Malargüe en el Sur, ha permitido conformar oasis (norte, centro y sur), los cuales no alcanzan en superficie el 3% del territorio provincial. Pese a su limitada extensión territorial, los oasis son el soporte de casi 95 % de la población, con densidades máximas en las zonas urbanas de más de 300 habitantes/km2, y en ellas se concentra casi toda la actividad humana social y productiva. El resto del territorio es secano y desierto.[16]

[16] *Ibidem referencia 12*

Figura XXI. Distribución Población y Oasis de Mendoza.

https://www.mendoza.gov.ar/ambiente/organismos/ordenamiento-territorial/agencia-provincial-de-ordenamiento-territorial/siat/mapas-siat/





En cuanto a los recursos de energías renovables hacemos una breve descripción en función de la bibliografía:

5.4.2.Recurso Solar

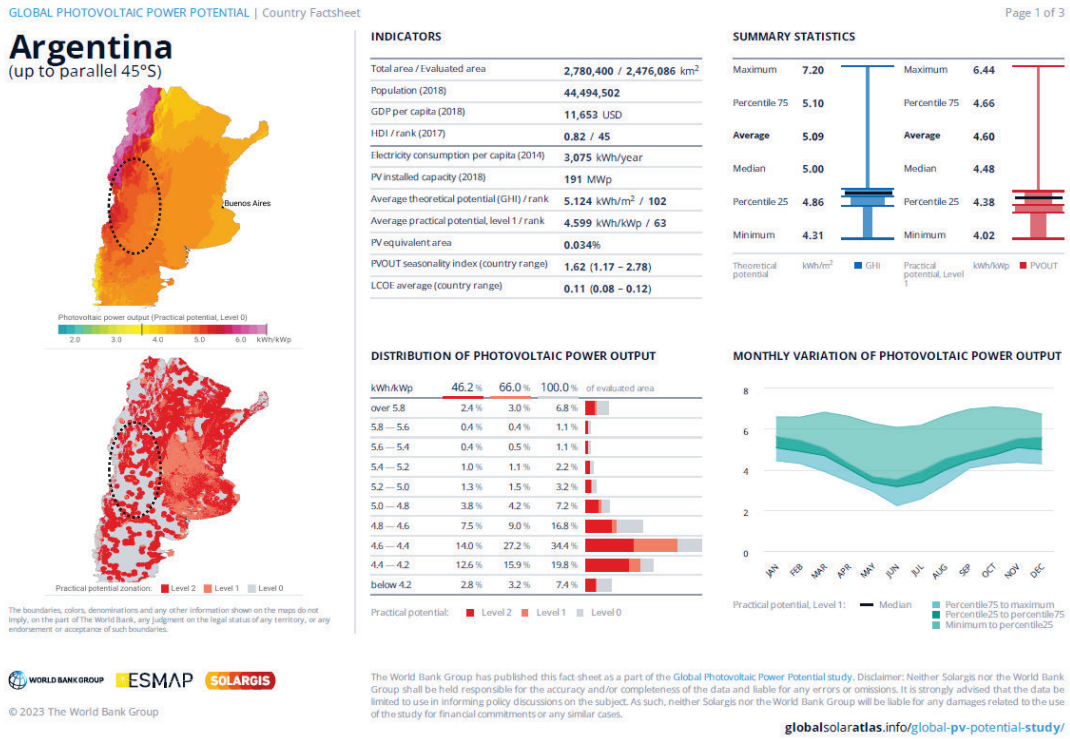
A los efectos de evaluar el recurso solar, se considera el informe *Global Photovoltaic Power Potential by Country* de junio de 2020 los dos parámetros principales son:

- Irradiación horizontal global: Se refiere a la radiación solar de onda corta recibida por una superficie horizontal. Este es el parámetro más importante para el cálculo del rendimiento energético y la evaluación del rendimiento de los módulos fotovoltaicos de placa plana, que actualmente es la tecnología más extendida.
- Irradiación normal directa: Se refiere a la radiación solar de onda corta que recibe una superficie normal al sol. Este es el parámetro más importante en la evaluación de la

energía solar de concentración y para el cálculo preciso de la irradiación global recibida por los módulos fotovoltaicos inclinados y de seguimiento solar.

Figura XXII. Potencial de Energía Fotovoltaica en Argentina

The World Bank Group, 2023.



En la **Figura XXIII**, el potencial practico[17] definido en el informe se calcula a partir del output de potencia fotovoltaica de un sistema fotovoltaico (rendimiento específico, medido en kWh/kWp/día): para el caso del informe se considera la potencia de salida a largo plazo producida por una instalación a gran escala con módulos c-Si monofaciales de montaje fijo con inclinación óptima. Los niveles resultantes son:

- Nivel 0: potencial práctico sin tener en cuenta las limitaciones del uso de la tierra.
- Nivel 1: potencial práctico de nivel 0, excluyendo terrenos con obstáculos físicos identificables para plantas fotovoltaicas a gran escala.

[17] *El potencial práctico (técnico) se caracteriza por el promedio anual de producción de energía fotovoltaica, teniendo en cuenta el potencial teórico, el rendimiento y la configuración del sistema fotovoltaico en el mundo real, así como las limitaciones topográficas y de uso del suelo.*

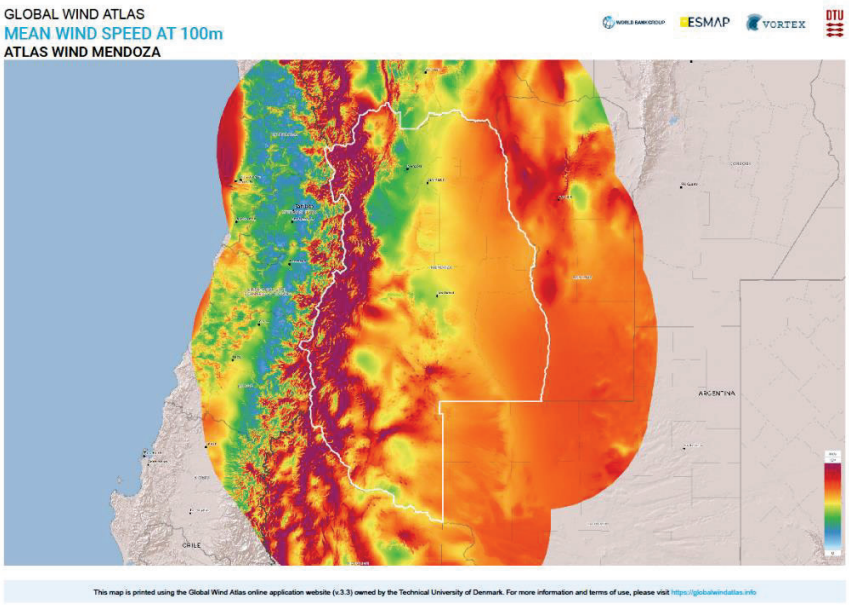
- Nivel 2 – Potencial práctico de nivel 1, excluyendo la tierra posiblemente bajo regulaciones de uso de la tierra debido a la protección de la naturaleza y las tierras de cultivo.

Sobre la base de dicho estudio, la Provincia de Mendoza se encuentra con un producto potencial practico de entre *5 y 6 kWh/kWp* instalado.

5.4.3.Recurso Viento

El otro recurso renovable es el viento. En el mapa de intensidad de vientos de la **Figura XXIII**, se observa que, aunque no se trata de velocidades muy elevadas, las intensidades registran niveles de continuidad, hay un gran potencial eólico, con potencias medias de entre *200 W/m²* en el norte y *1300 W/m²* en el sur de Mendoza.

Figura XXIII. Atlas Vientos de Mendoza



5.4.4.Recurso Agua

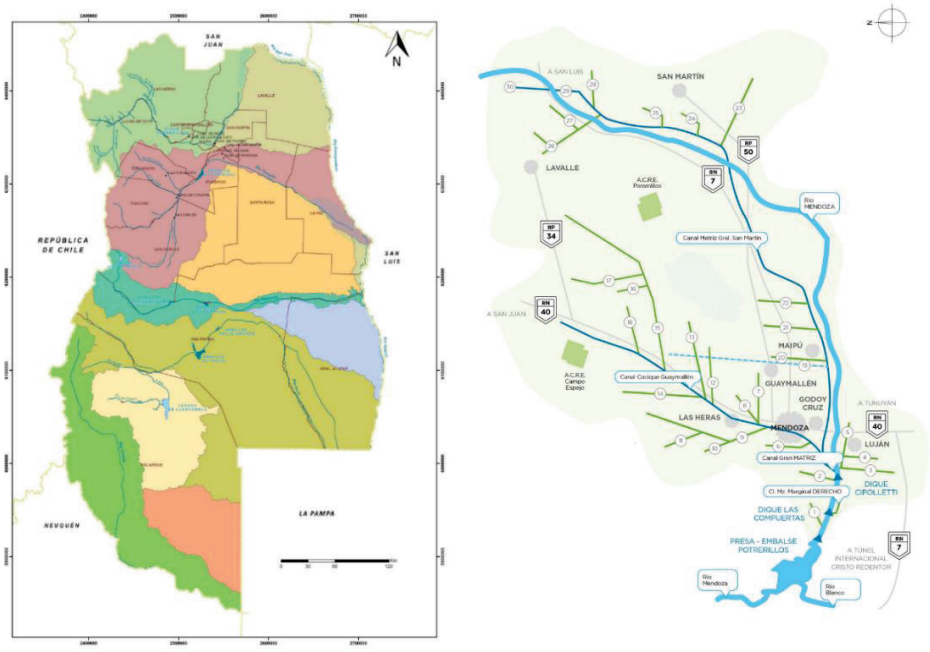
En la **Figura XXIV**, se observa la red hidrográfica de la Provincia de Mendoza, cuyas condiciones de hidraulicidad son muy particulares. Son ríos de montaña que deben su caudal a los deshielos que suelen deslizarse encajonados entre los valles hasta alcanzar el llano. Los ríos más importantes son el Mendoza, el Tunuyán, el Diamante, el Atuel, el Malargüe, el Grande, el Barrancas, el Colorado, el Desaguadero y el Salado, a los que se le agrega una gran cantidad de arroyos y cauces menores.

Estos ríos y arroyos se complementan con una extensa red de canales y cauces artificiales que forman parte de la red de riego de la Provincia de Mendoza, constituyendo un verdadero sistema circulatorio que permiten la vida en las regiones pobladas de la Provincia.

Figura XXIV. Cuencas Hidrológicas.

Infraestructura de Canales de Riego Río Mendoza

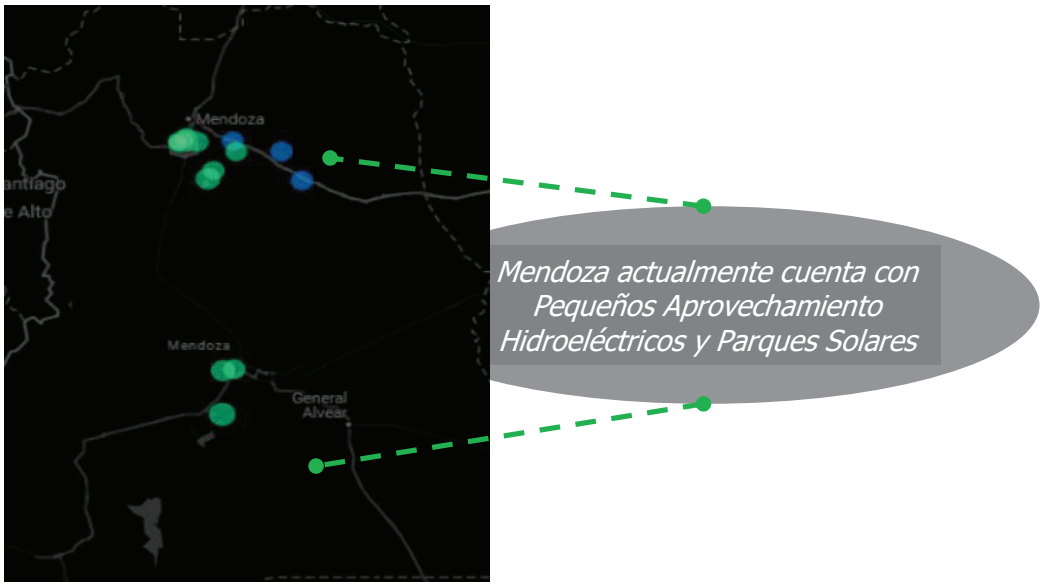
https://aquabook.irrigacion.gov.ar/281_0



En resumen, la caracterización física de la Provincia presenta una importante potencialidad tanto en lo que se refiere a la generación con fuentes renovables en forma centralizada, en particular los parques solares, eólicos y proyectos hidroeléctricos en grande, mediana y pequeña escala, como el desarrollo de recursos de energía distribuida en las concentraciones humanas en los oasis antes citados.

Figura XV. Aprovechamiento de Energías Renovables en Mendoza bajo Normativa Nacional. Año 2023

Plataforma I4 de Goesgreen



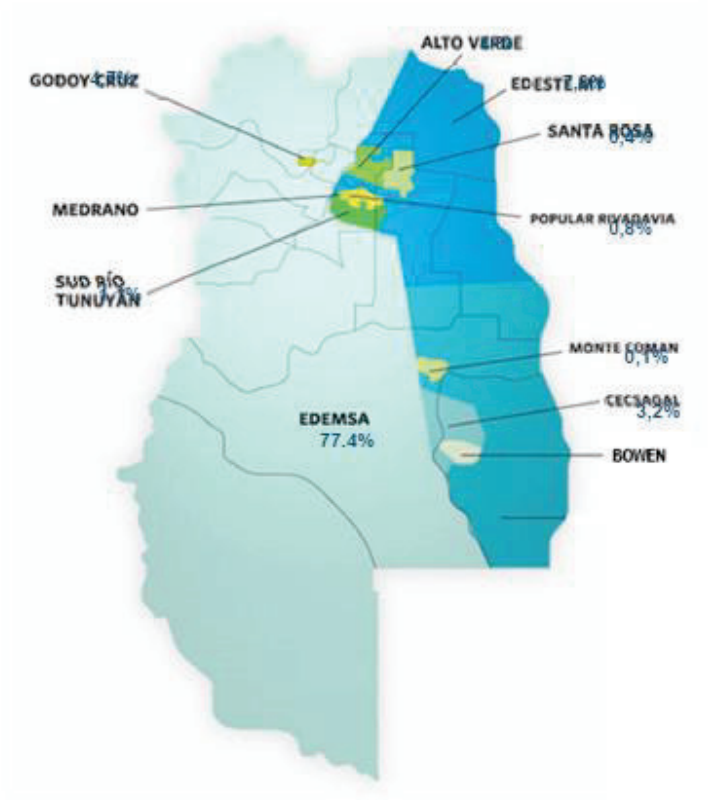
En la Provincia de Mendoza desde marzo de 2015 los Usuarios pueden convertirse en Usuarios/Generadores, a través de las resoluciones del EPRE N° 015/2019, Ley 9084, Decreto Provincial N° 414/2021 y Resolución EPRE N° 01/2022.

Según informe de Recursos de Energía Distribuida elaborado por el EPRE, desde marzo de 2015 hasta septiembre de 2025 existen en la Provincia de Mendoza 1150 Usuarios/Generadores (de los cuales 623 son usuarios residenciales y 527 son usuarios comerciales e industriales) con una potencia total fotovoltaica solicitada para el periodo 2016/2025 de 33,840 MW (de la cual 3,263 MW corresponden a usuarios residenciales y

30,577 MW corresponden a usuarios comerciales e industriales). En la **Figura XXVI** se puede observar la participación de la potencia solicitada por empresa distribuidora.

Figura XXVI. Usuarios/Generadores en la Provincia de Mendoza

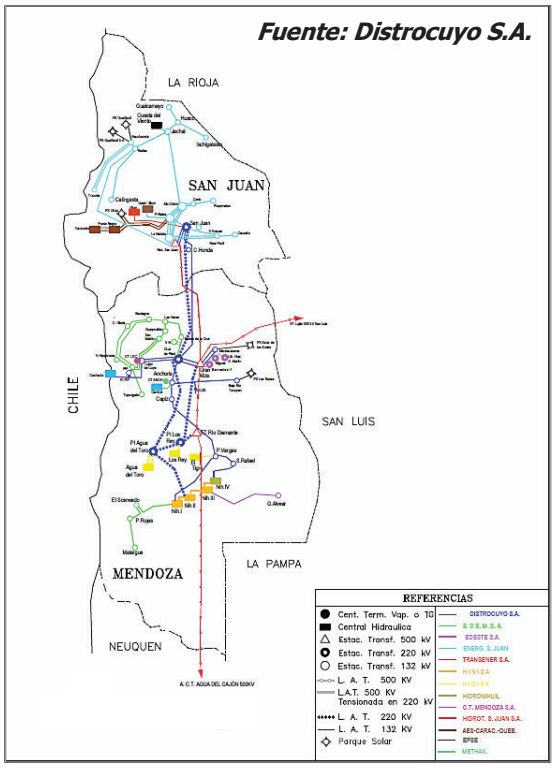
Informe Recursos Energía Distribuida del EPRE.



5.4.5. Caracterización del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica de la Provincia de Mendoza

La provincia de Mendoza y San Juan integran lo que se denomina el Sistema Interconectado Cuyo (SIC) que las relaciona eléctricamente entre sí. A su vez dicha región se encuentra vinculada al Sistema interconectado Nacional (SIN) de Argentina. Este último es a través de dos líneas áreas de Alta Tensión de 500 kV (Kilovoltios) que relacionan a la Estación Transformadora de Gran Mendoza con: i) la estación transformadora de Luján 500 kV en la provincia de San Luis, y ii) estación transformadora ubicada en Agua del Cajón de la provincia de Neuquén (**Figura XVII**).

Figura XVII. Sistema Eléctrico Interconectado de Cuyo. Año 2022

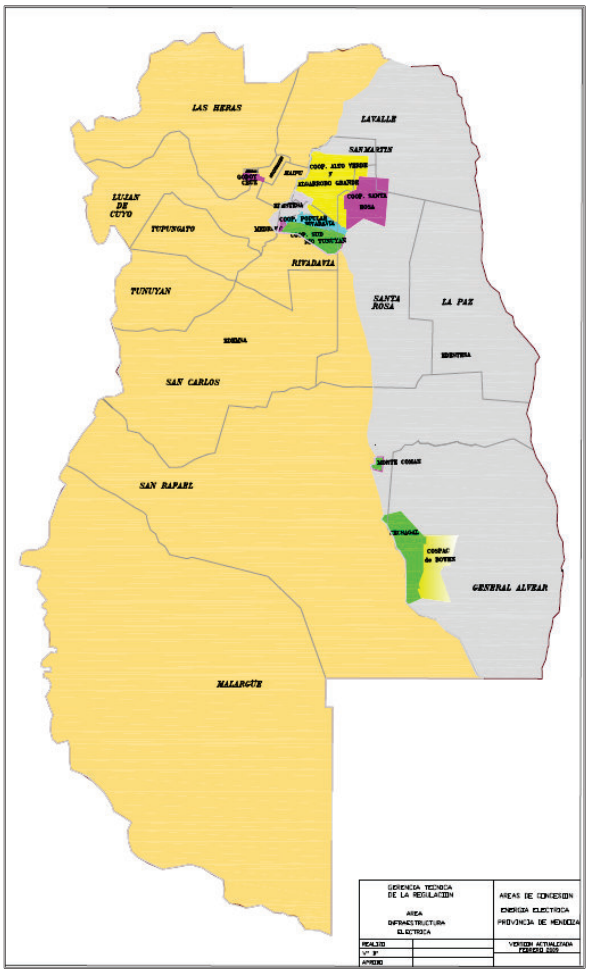


A nivel del segmento de distribución de energía eléctrica, en la provincia de Mendoza actualmente existen once empresas concesionarias que prestan dicho servicio público (**Figura XVIII**):

1) Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza S.A. (EDEMSA)
2) Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A. (EDESTESA)
3) La Cooperativa Empresa Eléctrica de Godoy Cruz Ltda.
4) Cooperativa Alto Verde y Algarrobo Grande Ltda.
5) Cooperativa de Servicios Públicos, Asistenciales y de Consumo (COSPAC) de Bowen Ltda.
6) Cooperativa de Electricidad, Consumo, Comercialización, Vivienda y Servicios Asistenciales General Alvear (CECSAGAL) Ltda.
7) Cooperativa Eléctrica y de Servicios Medrano Ltda.
8) Cooperativa Eléctrica de Monte Comán Ltda.
9) Cooperativa Eléctrica y Anexo Popular Rivadavia Ltda.
10) Cooperativa de Electricidad Santa Rosa Ltda.
11) Cooperativa de Electrificación Rural Sud Río Tunuyán Ltda.

La Provincia de Mendoza posee una superficie 148.827 km^2. El Área de Concesión de la empresa distribuidora EDEMSA es de 109.958 km^2, con una población en la misma de 1.490.136 personas. Comprende los departamentos de Capital, Las Heras, Guaymallén, Luján, Maipú, Tunuyán, Tupungato, San Carlos, Lavalle (zona oeste), San Rafael (parcial) y Malargüe[18]. Es decir que dicha concesionaria presta el servicio eléctrico en el 74% de la superficie total de la provincia. EDESTE S.A. y las 9 Cooperativas eléctricas atienden el 26% restante.

Figura XVIII. Áreas de Concesión de Distribución de Energía Eléctrica en la Provincia de Mendoza. EPRE



[18] *Estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 presentado en forma comparativa.*

A los efectos de caracterizar la provincia de Mendoza en cuanto a infraestructura eléctricas y digitalización a continuación se realizará un análisis sobre tres aspectos: cantidad de usuarios, demanda de energía y potencia, activos de red, operación de la red y conectividad (acceso a internet fija)

1) Cantidad de Usuarios, Demanda de Energía y Potencia en la Provincia de Mendoza

Los **Cuadros VI** a **VIII** muestran para el año 2022 la cantidad de usuarios de las empresas distribuidoras. La Provincia tiene 663.267 usuarios de los cuales 71% se encuentran en EDEMSA, 10% en la Cooperativa Empresa Eléctrica de Godoy Cruz Ltda., 7% en EDESTE S.A. y 12% en el resto de las Cooperativas Eléctricas. Los usuarios residenciales y generales (pequeños comercios e industrias) representan cerca del 90% en cada Empresa Distribuidora. Asimismo, en las distribuidoras que poseen mayores áreas rurales, el riego agrícola posee una participación de alrededor del 10%.

Cuadro VI. Cantidad de Usuarios por Categoria Tarifaria. Año 2022

Categoría Tarifaria	Coop. Alto Verde y Algarrobo Grande Ltds.	Coop. COSPAC de Bowen Ltda.	Coop. de Electricidad, Consumo, Comercialización, Vivienda y Serviccios Asistenciales General Alvear Ltda. (CECSAGAL)	Coop. Electrica y de Servicios Medrano Ltda.	Coop. Elec. de Monte Común Ltda.	Coop. Electrica y Anexo Popular Rivadavia Ltda.	Coop. De Electricidad Santa Rosa Ltda.	Coop. de Electrificación Rural Sud Rio Tunuyán Ltda.	Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza S.A. (EDEMSA)	Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A. (EDESTESA)	La Cooperativa Empresa Eléctrica de Godoy Cruz Ltda.	TOTAL
Residencial	15.474	3.474	17.763	1.308	1.528	13.583	301	4.317	397.750	40.685	65.215	561.398
General	1.830	300	1.543	234	127	2.669	25	283	64.320	6.107	5.921	83.359
Alumbrado Publico	508	92	164	3	18	270	5	2	67	625	26	1.780
Grandes Demandas y Peaje	284	41	244	16	-	149	8	64	5.593	589	549	7.537
Riego Agricola	1.724	49	187	49	-	386	76	574	5.336	812	-	9.193
Total	**19.820**	**3.956**	**19.901**	**1.610**	**1.673**	**17.057**	**415**	**5.240**	**473.066**	**48.818**	**71.711**	**663.267**

Fuente: EPRE

Cuadro VII. Participación de la Cantidad de Usuarios por Categoria Tarifaria en cada Concesionario. Año 2022

Categoría Tarifaria	Coop. Alto Verde y Algarrobo Grande Ltds.	Coop. COSPAC de Bowen Ltda.	Coop. de Electricidad, Consumo, Comercialización, Vivienda y Serviccios Asistenciales General Alvear Ltda. (CECSAGAL)	Coop. Electrica y de Servicios Medrano Ltda.	Coop. Elec. de Monte Común Ltda.	Coop. Electrica y Anexo Popular Rivadavia Ltda.	Coop. De Electricidad Santa Rosa Ltda.	Coop. de Electrificación Rural Sud Rio Tunuyán Ltda.	Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza S.A. (EDEMSA)	Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A. (EDESTESA)	La Cooperativa Empresa Eléctrica de Godoy Cruz Ltda.
Residencial	78,1%	87,8%	89,3%	81,2%	91,3%	79,6%	72,5%	82,4%	84,1%	83,3%	90,9%
General	9,2%	7,6%	7,8%	14,5%	7,6%	15,6%	6,0%	5,4%	13,6%	12,5%	8,3%
Alumbrado Publico	2,56%	2,33%	0,82%	0,19%	1,08%	1,58%	1,20%	0,04%	0,01%	1,28%	0,04%
Grandes Demandas y Peaje	1,4%	1,0%	1,2%	1,0%	0,0%	0,9%	1,9%	1,2%	1,2%	1,2%	0,8%
Riego Agricola	8,7%	1,2%	0,9%	3,0%	0,0%	2,3%	18,3%	11,0%	1,1%	1,7%	0,0%
Total	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

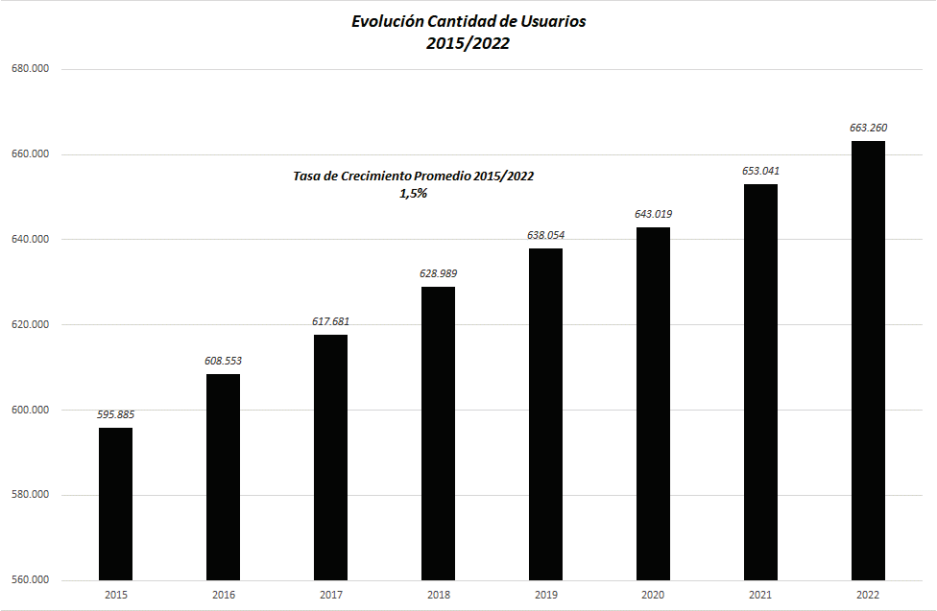
Fuente: Elaboración propia en base a datos del EPRE

Cuadro VIII. Participación del Numero de Usuarios por Categoria Tarifaria respecto del Total Provincial. Año 2022

Categoría Tarifaria	Coop. Alto Verde y Algarrobo Grande Ltds.	Coop. COSPAC de Bowen Ltda.	Coop. de Electricidad, Consumo, Comercialización, Vivienda y Serviccios Asistenciales General Alvear Ltda. (CECSAGAL)	Coop. Electrica y de Servicios Medrano Ltda.	Coop. Elec. de Monte Común Ltda.	Coop. Electrica y Anexo Popular Rivadavia Ltda.	Coop. De Electricidad Santa Rosa Ltda.	Coop. de Electrificación Rural Sud Rio Tunuyán Ltda.	Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza S.A. (EDEMSA)	Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A. (EDESTESA)	La Cooperativa Empresa Eléctrica de Godoy Cruz Ltda.	TOTAL
Residencial	2,8%	0,6%	3,2%	0,2%	0,3%	2,4%	0,1%	0,8%	70,8%	7,2%	11,6%	100,0%
General	2,2%	0,4%	1,9%	0,3%	0,2%	3,2%	0,0%	0,3%	77,2%	7,3%	7,1%	100,0%
Alumbrado Publico	28,5%	5,2%	9,2%	0,2%	1,0%	15,2%	0,3%	0,1%	3,8%	35,1%	1,5%	100,0%
Grandes Demandas y Peaje	3,8%	0,5%	3,2%	0,2%	0,0%	2,0%	0,1%	0,8%	74,2%	7,8%	7,3%	100,0%
Riego Agricola	18,8%	0,5%	2,0%	0,5%	0,0%	4,2%	0,8%	6,2%	58,0%	8,8%	0,0%	100,0%
Total	**3,0%**	**0,6%**	**3,0%**	**0,2%**	**0,3%**	**2,6%**	**0,1%**	**0,8%**	**71,3%**	**7,4%**	**10,8%**	**100,0%**

Fuente: Elaboración propia en base a datos del EPRE

Figura XXIX



En los **Cuadros IX** a **XI** se describe el consumo para el año 2022. La Provincia tuvo un consumo de energía a través del abastecimiento de las empresas distribuidoras de 4.355 GWh. El 76% de dicho consumo se produce en EDEMSA, el 7,8% en la Cooperativa Empresa Eléctrica de Godoy Cruz Ltda., el 6,2% en EDESTE S.A. y el 10% en las ocho Cooperativas Eléctricas restantes. En cuanto a la distribución del consumo de energía, los usuarios residenciales y generales (pequeños comercios e industrias) representan el 47%, en tanto que las grandes demandas y riego agrícola el 48%, siendo el 4% restante el alumbrado público. Como se puede derivar de los cuadros, la participación por categoría tarifaria en cada empresa distribuidora está en relación con la concentración (áreas urbanas) o dispersión (áreas rurales) de sus usuarios.

Cuadro IX. Consumo (kWh) por Categoría Tarifaria. Año 2022

Categoría Tarifaria	Coop. Alto Verde y Algarrobo Grande Ltds.	Coop. COSPAC de Bowen Ltda.	Coop. de Electricidad, Consumo, Comercialización, Vivienda y Servicios Asistenciales General Alvear Ltda. (CECSAGAL)	Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A. (EDESTESA)	La Cooperativa Empresa Eléctrica de Godoy Cruz Ltda.	Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza S.A. (EDEMSA)	Coop. Electrica y de Servicios Medrano Ltda.	Coop. Elec. de Monte Comán Ltda.	Coop. Electrica y Anexo Popular Rivadavia Ltda.	Coop. De Electricidad Santa Rosa Ltda.	Coop. de Electrificación Rural Sud Río Tunuyán Ltda.	TOTAL
Residencial	54.292.707	7.949.871	42.293.018	113.471.590	166.377.770	1.137.645.762	3.760.610	4.035.541	37.226.688	922.050	10.560.885	1.578.536.492
General	9.775.921	1.960.345	8.835.499	29.385.026	44.692.423	354.685.473	972.245	1.101.722	12.232.174	145.515	2.778.105	466.564.448
Alumbrado Publico	6.875.036	1.608.730	6.911.333	16.637.935	17.777.707	132.755.134	1.313.480	745.909	6.091.560	116.427	2.869.244	193.702.495
Grandes Demandas y Peaje	27.564.547	1.667.267	17.248.939	67.321.038	108.977.280	1.289.736.830	1.277.067	-	14.342.745	281.526	8.353.706	1.536.770.945
Riego Agricola	87.363.211	1.118.081	2.889.788	41.330.796	-	404.281.286	926.057	-	10.046.935	7.343.444	23.646.748	578.946.346
Total	**185.871.422**	**14.304.294**	**78.178.577**	**268.146.385**	**337.825.180**	**3.319.104.485**	**8.249.459**	**5.883.172**	**79.940.102**	**8.808.962**	**48.208.688**	**4.354.520.726**

Fuente: EPRE

Cuadro X. Participación del Consumo por Categoría Tarifaria en cada Concesionario. Año 2022

Categoría Tarifaria	Coop. Alto Verde y Algarrobo Grande Ltds.	Coop. COSPAC de Bowen Ltda.	Coop. de Electricidad, Consumo, Comercialización, Vivienda y Servicios Asistenciales General Alvear Ltda. (CECSAGAL)	Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A. (EDESTESA)	La Cooperativa Empresa Eléctrica de Godoy Cruz Ltda.	Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza S.A. (EDEMSA)	Coop. Electrica y de Servicios Medrano Ltda.	Coop. Elec. de Monte Comán Ltda.	Coop. Electrica y Anexo Popular Rivadavia Ltda.	Coop. De Electricidad Santa Rosa Ltda.	Coop. de Electrificación Rural Sud Río Tunuyán Ltda.
Residencial	29,2%	55,6%	54,1%	42,3%	49,2%	34,3%	45,6%	68,6%	46,6%	10,5%	21,9%
General	5,3%	13,7%	11,3%	11,0%	13,2%	10,7%	11,8%	18,7%	15,3%	1,7%	5,8%
Alumbrado Publico	3,7%	11,2%	8,8%	6,2%	5,3%	4,0%	15,9%	12,7%	7,6%	1,3%	6,0%
Grandes Demandas y Peaje	14,8%	11,7%	22,1%	25,1%	32,3%	38,9%	15,5%	0,0%	17,9%	3,2%	17,3%
Riego Agricola	47,0%	7,8%	3,7%	15,4%	0,0%	12,2%	11,2%	0,0%	12,6%	83,4%	49,1%
Total	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

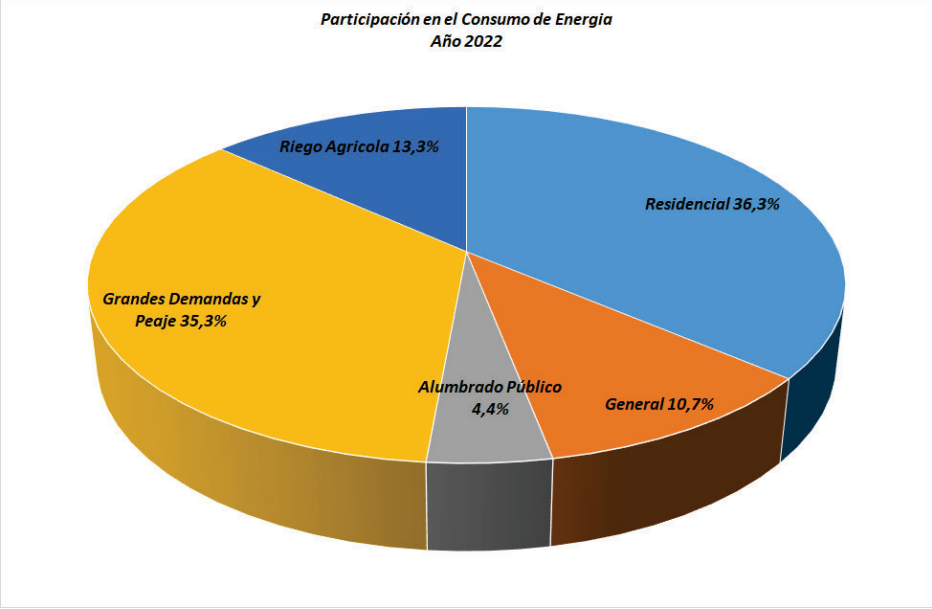
Fuente: Elaboración propia en base a datos del EPRE

Cuadro XI. Participación en el Consumo por Categoría Tarifaria respecto del Total Provincial. Año 2022

Categoría Tarifaria	Coop. Alto Verde y Algarrobo Grande Ltds.	Coop. COSPAC de Bowen Ltda.	Coop. de Electricidad, Consumo, Comercialización, Vivienda y Servicios Asistenciales General Alvear Ltda. (CECSAGAL)	Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A. (EDESTESA)	La Cooperativa Empresa Eléctrica de Godoy Cruz Ltda.	Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza S.A. (EDEMSA)	Coop. Electrica y de Servicios Medrano Ltda.	Coop. Elec. de Monte Comán Ltda.	Coop. Electrica y Anexo Popular Rivadavia Ltda.	Coop. De Electricidad Santa Rosa Ltda.	Coop. de Electrificación Rural Sud Río Tunuyán Ltda.	TOTAL
Residencial	3,4%	0,5%	2,7%	7,2%	10,5%	72,1%	0,2%	0,3%	2,4%	0,1%	0,7%	100,0%
General	2,1%	0,4%	1,9%	6,3%	9,6%	76,0%	0,2%	0,2%	2,6%	0,0%	0,6%	100,0%
Alumbrado Publico	3,5%	0,8%	3,6%	8,6%	9,2%	68,5%	0,7%	0,4%	3,1%	0,1%	1,5%	100,0%
Grandes Demandas y Peaje	1,8%	0,1%	1,1%	4,4%	7,1%	83,9%	0,1%	0,0%	0,9%	0,0%	0,5%	100,0%
Riego Agricola	15,1%	0,2%	0,5%	7,1%	0,0%	69,8%	0,2%	0,0%	1,7%	1,3%	4,1%	100,0%
Total	***4,3%***	***0,3%***	***1,8%***	***6,2%***	***7,8%***	***76,2%***	***0,2%***	***0,1%***	***1,8%***	***0,2%***	***1,1%***	**100,0%**

Fuente: Elaboración propia en base a datos del EPRE

Figura XXX



Fuente: Elaboración propia en base a datos del EPRE.

Figura XXXI

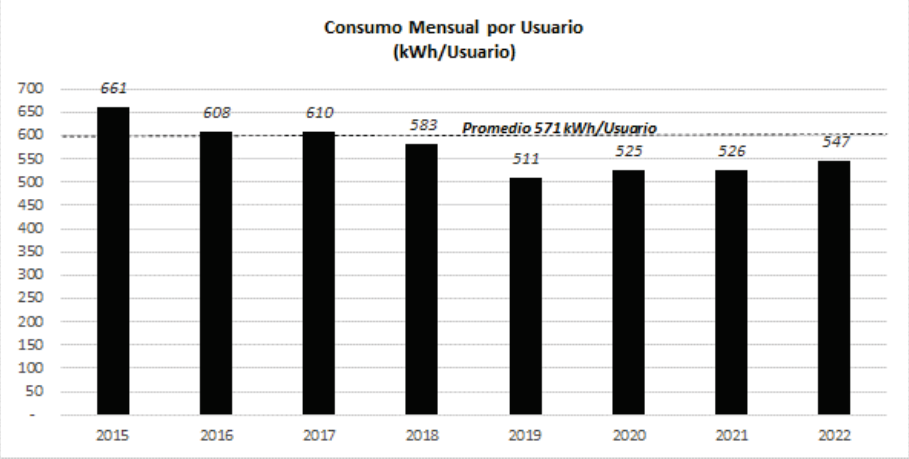
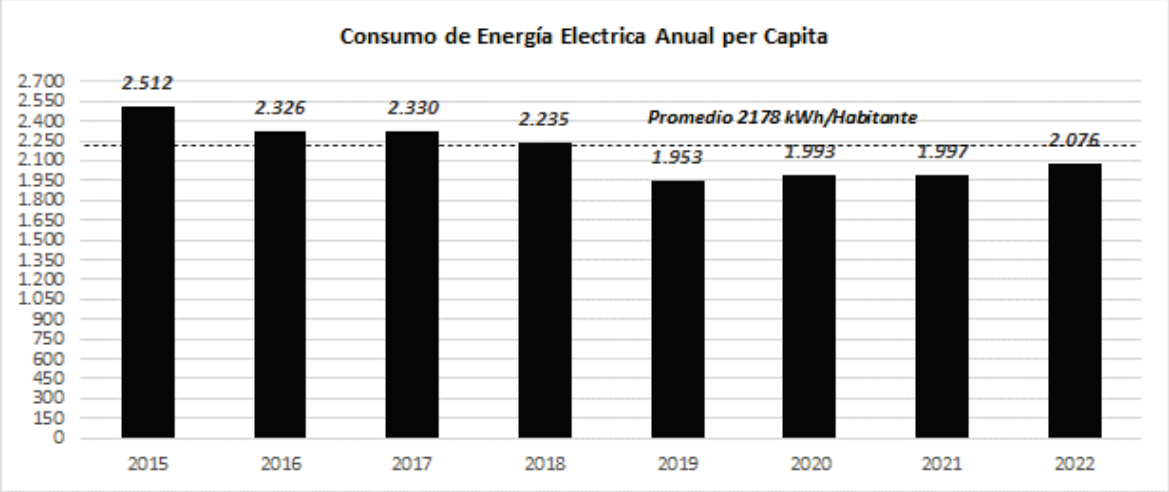
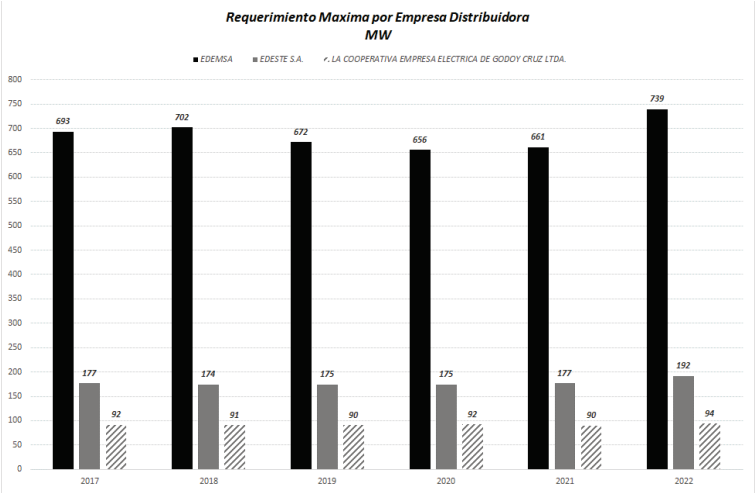


Figura XXXII



El tercer aspecto es el requerimiento máximo de potencia (MW) de las empresas distribuidoras que son agentes del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista). Sobre la base de los datos de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista), para el año 2022, EDEMSA registró *739* MW, EDESTE *192* MW, y la Cooperativa Empresa Eléctrica de Godoy Cruz Ltda. *94* MW.

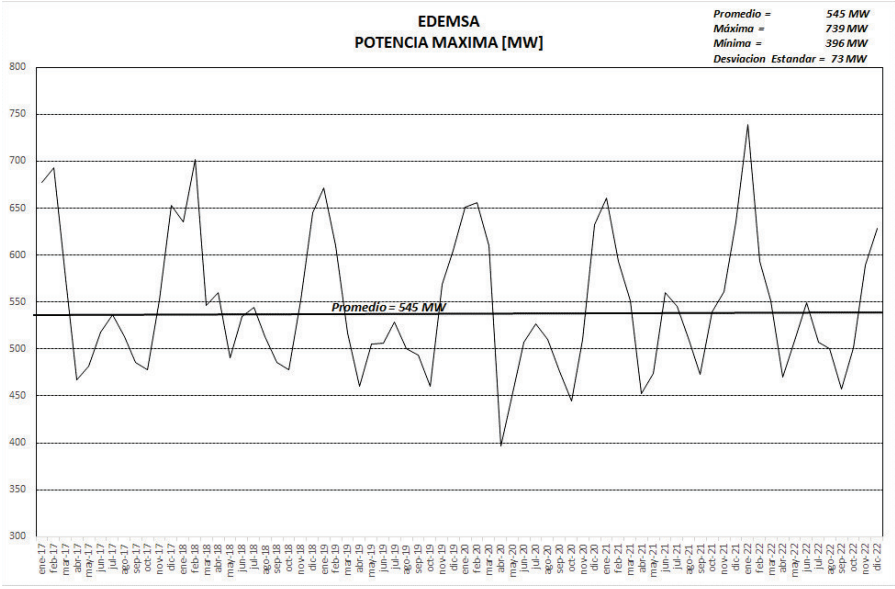
Figura XXXIII



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

Para el caso de EDEMSA, considerando el período 2017/2022, los registros máximos de potencia se presentan sus máximos los meses de diciembre a febrero y en los meses de julio (**Figura XXXIV**). La concesión de dicha empresa abarca zonas urbanas y rurales.

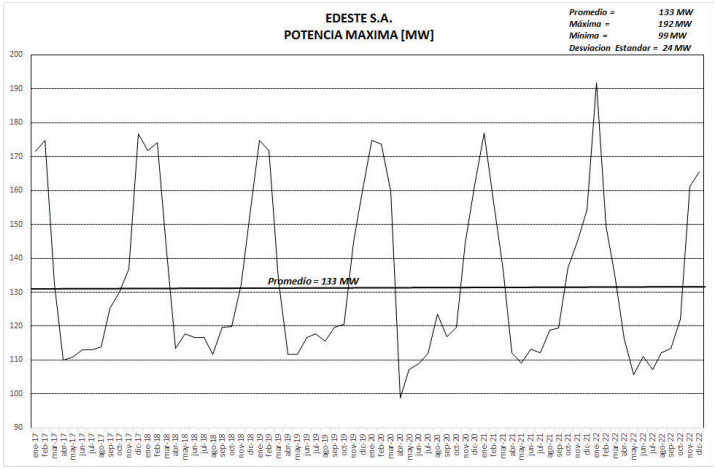
Figura XXXIV



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

EDESTE presenta un comportamiento respecto de la potencia con máximas registradas entre los meses de diciembre a marzo de cada año (**Figura XXXV**). La concesión de dicha empresa abarca en mayor proporción zonas rurales y asignadas a la producción y riego agrícola.

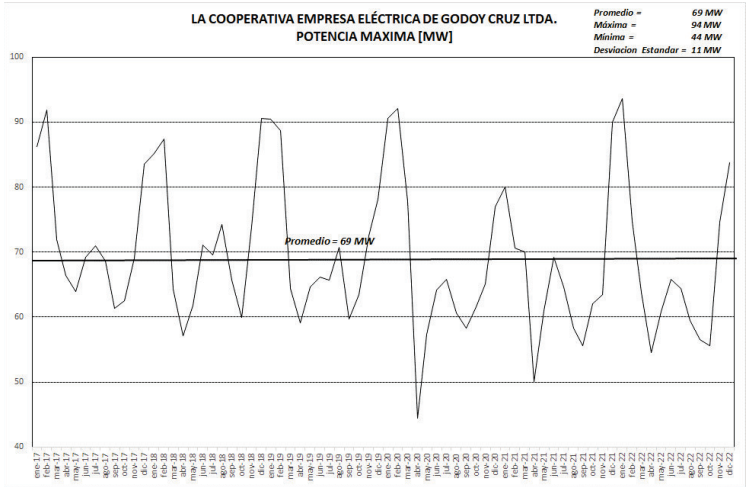
Figura XXXV



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

La Cooperativa Empresa Eléctrica de Godoy Cruz Ltda. presenta un comportamiento respecto al requerimiento máximo de similar al de EDEMSA (**Figura XXXVI**). Esta empresa atiende un area urbana y concentrada.

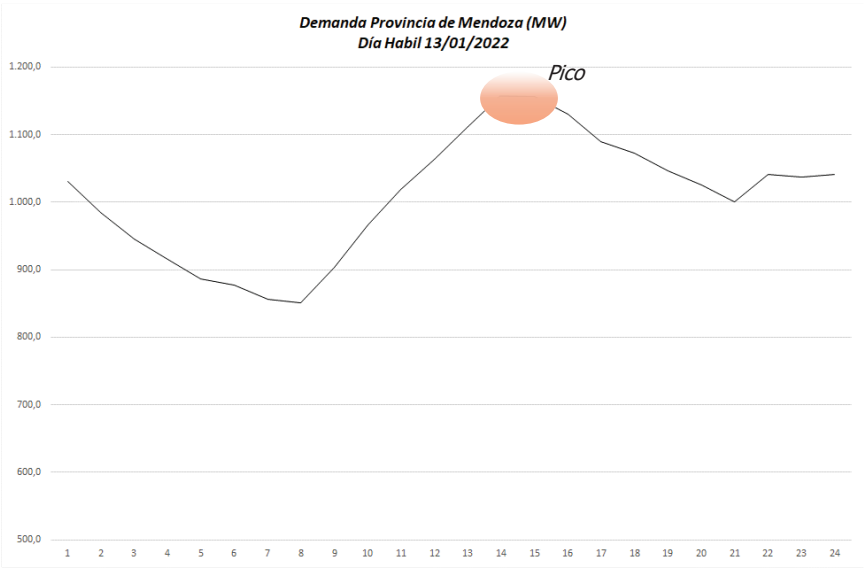
Figura XXXVI



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

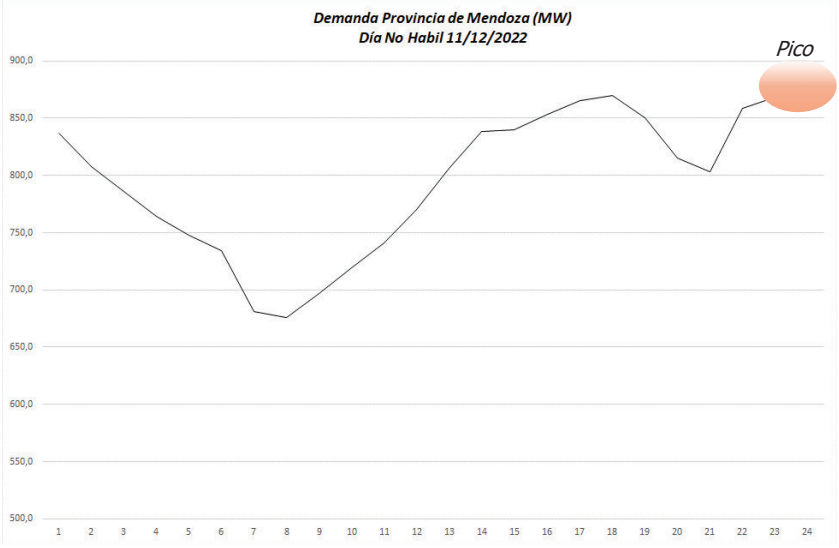
A nivel desagregado (curva de carga horaria), se grafica la demanda de la provincia para días hábiles y no hábiles. En ellos se puede observar el comportamiento de la demanda. Así para un día hábil (jueves) la potencia máxima alcanzó en Mendoza el valor de 1.757 MW el 13/01/2022 a las 14.00 hs, siendo de 963 MW para el día no hábil (domingo) 11/12/2022 a las 24.00 hs.

Figura XXXVII



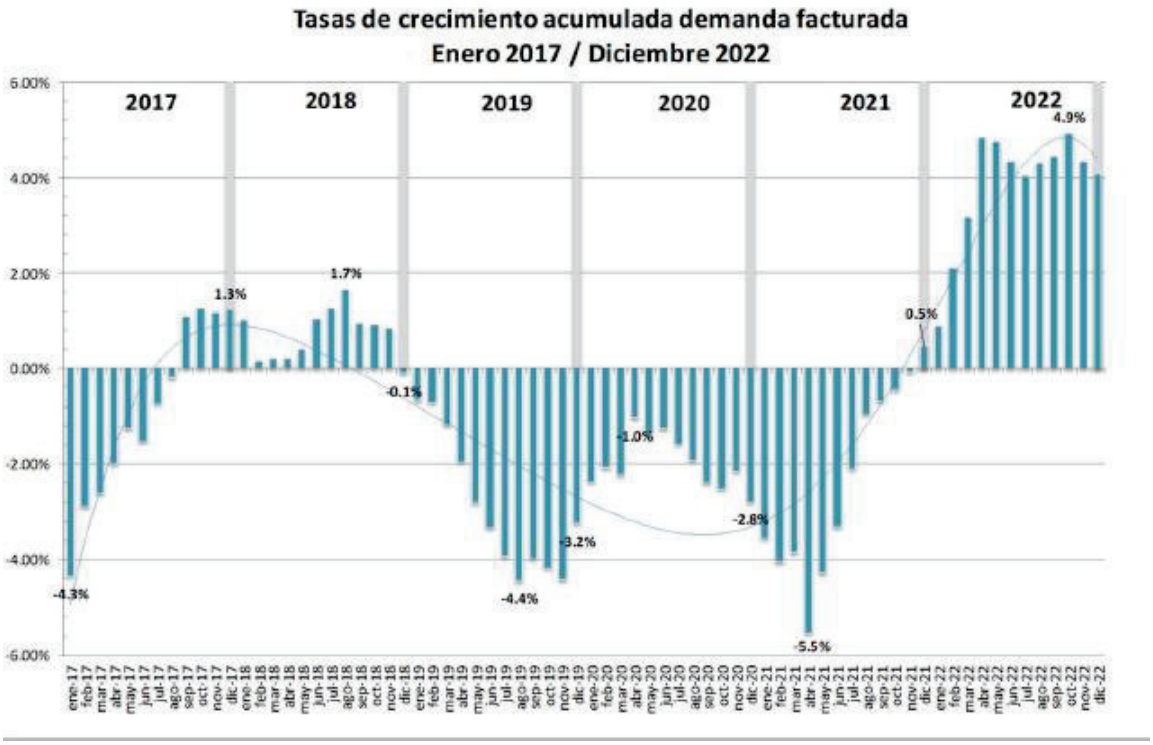
Fuente: Elaboración en base a datos de CAMMESA.

Figura XXXVIII



Fuente: Elaboración en base a datos de CAMMESA.

Figura XXXIX

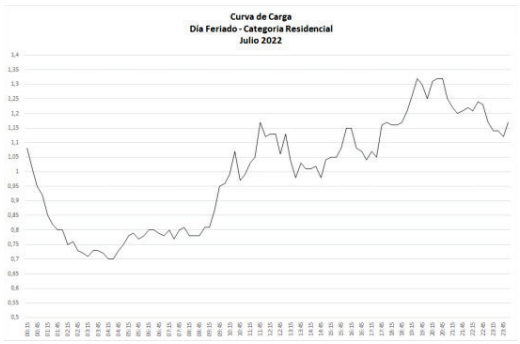


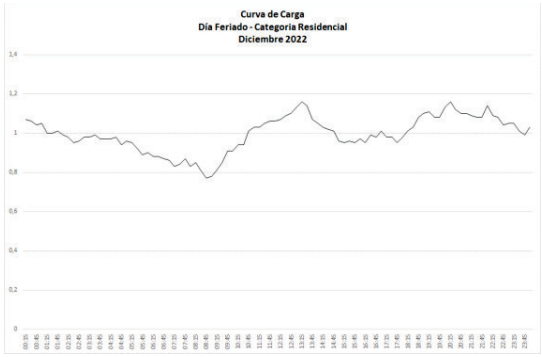
Fuente: Evolución de la Demanda Eléctrica de Mendoza y Cuyo. Informe Anual 2022.

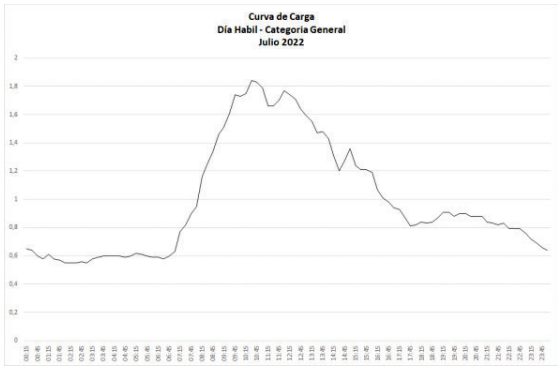
A nivel de consumidor final, se grafica a continuación curvas de cargas horarias) para una distribuidora de la provincia de Mendoza, para casos residenciales (T1R3) y pequeñas (T1G) y grandes empresas (T2RBT) para días hábiles y no hábiles, para los meses de diciembre y julio de 2022.

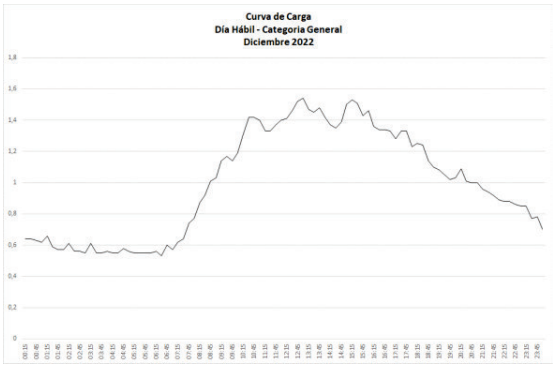
Figura XL

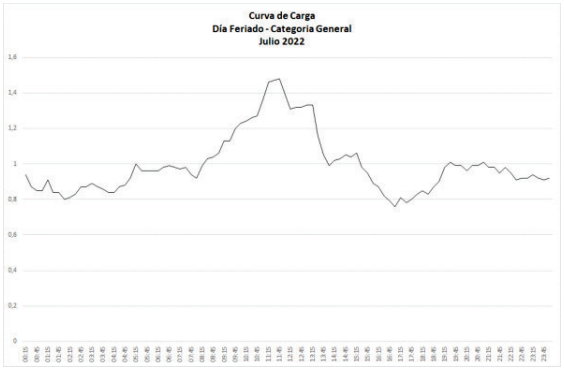


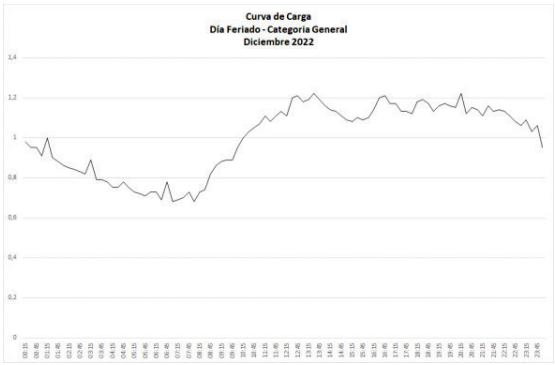

Curva de Carga
Día Feriado - Categoría Residencial
Julio 2022

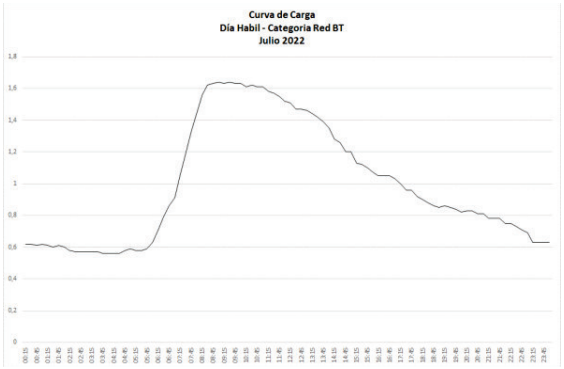

Curva de Carga
Día Feriado - Categoría Residencial
Diciembre 2022

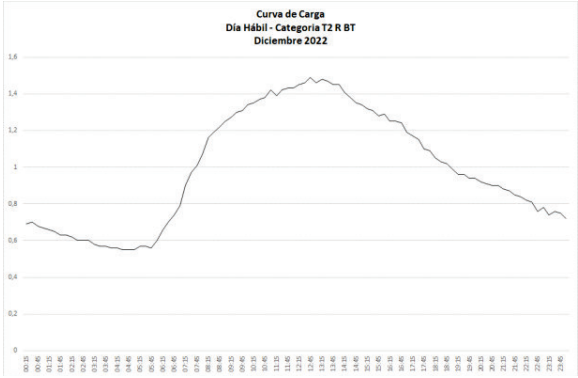

Curva de Carga
Día Hábil - Categoría General
Julio 2022


Curva de Carga
Día Hábil - Categoría General
Diciembre 2022


Curva de Carga
Día Feriado - Categoría General
Julio 2022


Curva de Carga
Día Feriado - Categoría General
Diciembre 2022


Curva de Carga
Día Hábil - Categoría Red BT
Julio 2022


Curva de Carga
Día Hábil - Categoría T2 R BT
Diciembre 2022



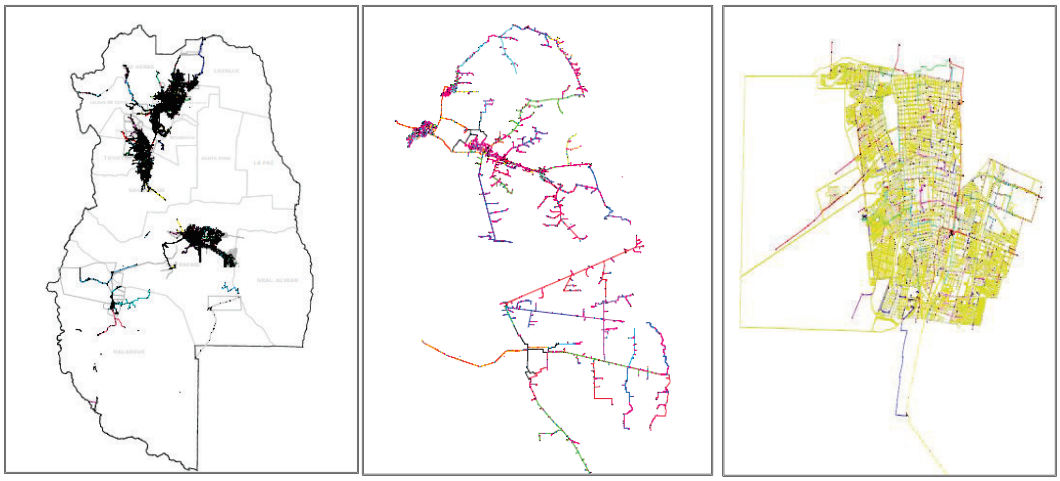
2) Activos de Red

El segundo aspecto a los fines de caracterizar la distribución de energía eléctrica son los activos puestos a disposición para la prestación del servicio.

A los fines de atender a la demanda dada la topología y características de la demanda cada empresa distribuidora dispone de estaciones transformadoras en AT (66 kV, 132 kV), centros de distribución, transformadores de AT/MT y MT/BT, líneas de AT, MT y BT, acometidas (puntos de conexión). Dichos elementos son los activos para la prestación del servicio y es lo que se denomina la red eléctrica de distribución. A ello se suman los medidores que constituyen el vínculo con los consumidores a los fines de la facturación y gestión comercial.

En la **Figura XLI** se muestran ejemplos de redes eléctricas al nivel de MT para tres empresas distribuidoras. Allí se puede destacar las diferentes configuraciones dadas las características de la demanda a servir en función de la topología. Es decir, encontramos demandas concentradas y dispersas que implican redes de distribución diversas.

Figura XLI. Ejemplos de Redes Eléctricas en Mendoza



En el **Cuadro XII** se describe un detalle de las instalaciones antes citadas para cada una de las concesionarias del servicio público de la Provincia de Mendoza. Sólo tres concesionarios tienen instalaciones de AT, que son las agentes del MEM. El resto de las cooperativas poseen instalaciones de MT y BT dadas las caracteristicas de la demanda a atender.

Cuadro XII. Lineas, Transformadores y Centros de Distribución. Año 2023

Conceptos	Coop. Alto Verde y Algarrobo Grande Ltda.	Coop. COSPAC de Bowen Ltda.	Coop. de Electricidad, Consumo, Comercialización, Vivienda y Servicios Asistenciales General Alvear Ltda. (CECSAGAL)	Coop. Electrica y de Servicios Medrano Ltda.	Coop. Elec. de Monte Común Ltda.	Coop. Electrica y Anexo Popular Rivadavia Ltda.	Coop. de Electricidad Santa Rosa Ltda.	Coop. de Electrificación Rural Sud Rio Tunuyán Ltda.	Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A. (EDESTESA)	Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza S.A. (EDEMSA)	La Cooperativa Empresa Eléctrica de Godoy Cruz Ltda.
Lines de Baja Tensión (KM)	658	301	798	100	78	432	10	406	1.550	13.486	1.156
Lines de Media Tensión (KM)	1.076	272	482	56	21	296	197	455	4.323	8.151	245
Lines de Alta Tensión (KM)	0	0	0	0	0	0	0	0	354	887	21
Transformadores de Distribución en Servicio	1.746	336	611	85	33	481	126	628	2.349	12.302	470
Centros de Distribución	-	3	2	2	1	4	1	4	28	23	14

Fuente: EPRE

Respecto al parque de medidores instalados en la provincia, se puede observar que en general está constituido por medidores electromecánicos sin discriminación por tramo horario. Esto está relacionado a que solo las categorías de grandes demandas poseen estructuras tarifarias con cargos variables relacionados a diferentes tramos (horarios de pico, resto y valle del MEM). A partir del año 2022 algunas empresas distribuidoras han comenzado a instalar medidores inteligentes a los usuarios/generadores.

Cuadro XIII
Parque de Medidores
Empresas Distribuidoras de Mendoza
TOTAL
Cantidad de Medidores. Año 2022

Distribuidora	Electromecanico	Electronico No Inteligente sin tramo horario prepago	Electronico No Inteligente sin tramo horario No prepago	Electronico No Inteligente con tramo horario	Electronico Inteligente Prepago	Electronico Inteligente No Prepago	TOTAL
EDEMSA	197.314	0	239.849	29.576	0	118	**466.857**
EDESTESA	10.689	0	21.391	10.690	0	5.250	**48.020**
La Cooperativa Electrica de Godoy Cruz Ltda.	30.882	2.671	34.849	2.870	0	0	**71.272**
Coop. Alto Verde y Algarrobo Grande Ltda.	7.284	11.733	0	0	0	5	**19.022**
Coop. COSPAC de Bowen Ltda.	1.067	2.670	0	0	0	0	**3.737**
Coop. CECSAGAL	11.113	0	7.562	302	0	491	**19.468**
Coop. Medrano	550	1.039	0	0	0	0	**1.589**
Coop. Monte Comán Ltda.	1.397	0	227	0	0	0	**1.624**
Coop. Popular Rivadavia Ltda.	8.006	0	6.586	1.170	0	735	**16.497**
Coop. Santa Rosa Ltda.	160	0	179	69	0	0	**408**
Coop. Sud Río Tunuyán Ltda.	1.532	0	2.190	659	0	926	**5.307**
TOTAL	**269.994**	**18.113**	**312.833**	**45.336**	**0**	**7.525**	**653.801**

Fuente: EPRE.

Cuadro XIV
Parque de Medidores
Empresas Distribuidoras de Mendoza
TOTAL
Porcentaje de Medidores respecto del Total. Año 2022

Distribuidora	Electromecanico	Electronico No Inteligente sin tramo horario prepago	Electronico No Inteligente sin tramo horario No prepago	Electronico No Inteligente con tramo horario	Electronico Inteligente Prepago	Electronico Inteligente No Prepago
EDEMSA	42%	0%	51%	6%	0%	0%
EDESTESA	22%	0%	45%	22%	0%	11%
La Cooperativa Electrica de Godoy Cruz Ltda.	43%	4%	49%	4%	0%	0%
Coop. Alto Verde y Algarrobo Grande Ltda.	38%	62%	0%	0%	0%	0%
Coop. COSPAC de Bowen Ltda.	29%	71%	0%	0%	0%	0%
Coop. CECSAGAL	57%	0%	39%	2%	0%	3%
Coop. Medrano	35%	65%	0%	0%	0%	0%
Coop. Monte Comán Ltda.	86%	0%	14%	0%	0%	0%
Coop. Popular Rivadavia Ltda.	49%	0%	40%	7%	0%	4%
Coop. Santa Rosa Ltda.	39%	0%	44%	17%	0%	0%
Coop. Sud Río Tunuyán Ltda.	29%	0%	41%	12%	0%	17%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del EPRE.

3) Operación de la Red

En este apartado se realiza una descripción de dos sistemas de operación de red que poseen empresas distribuidoras de la provincia de Mendoza:

- *Empresa A*: Sistema OASyS (Overarching Application and Strategy) SCADA el cual es una plataforma de control de supervisión y adquisición de datos en tiempo real segura y escalable. Dicho sistema posee entre otras las siguientes características:
  - ✓ Plataforma SCADA de tiempo real (adquisición y control)
  - ✓ Monitorización de la telemetría y control de la red
  - ✓ Conecta de forma abierta y segura la red de la empresa con los dispositivos de campo
  - ✓ Provee información de tiempo real para dar soporte a la operación y gestión del
  - ✓ negocio
  - ✓ Arquitectura abierta e infraestructura sólida

Figura XLII. Arquitectura Global

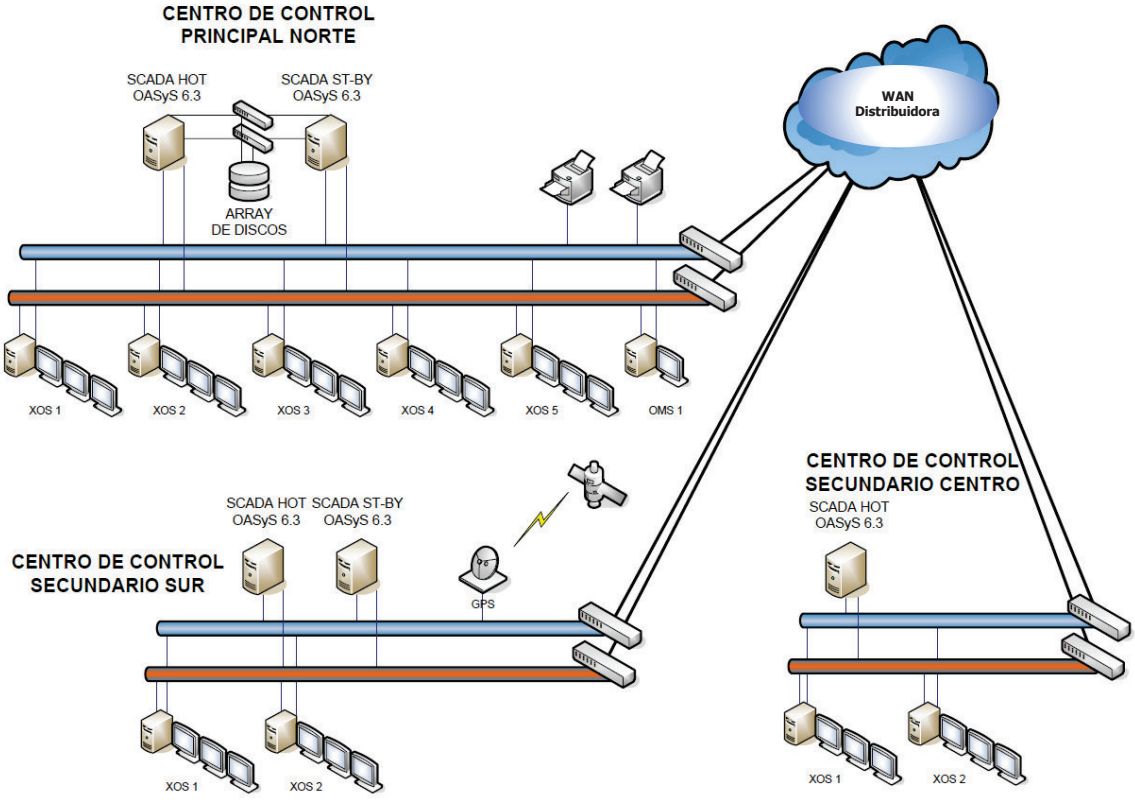
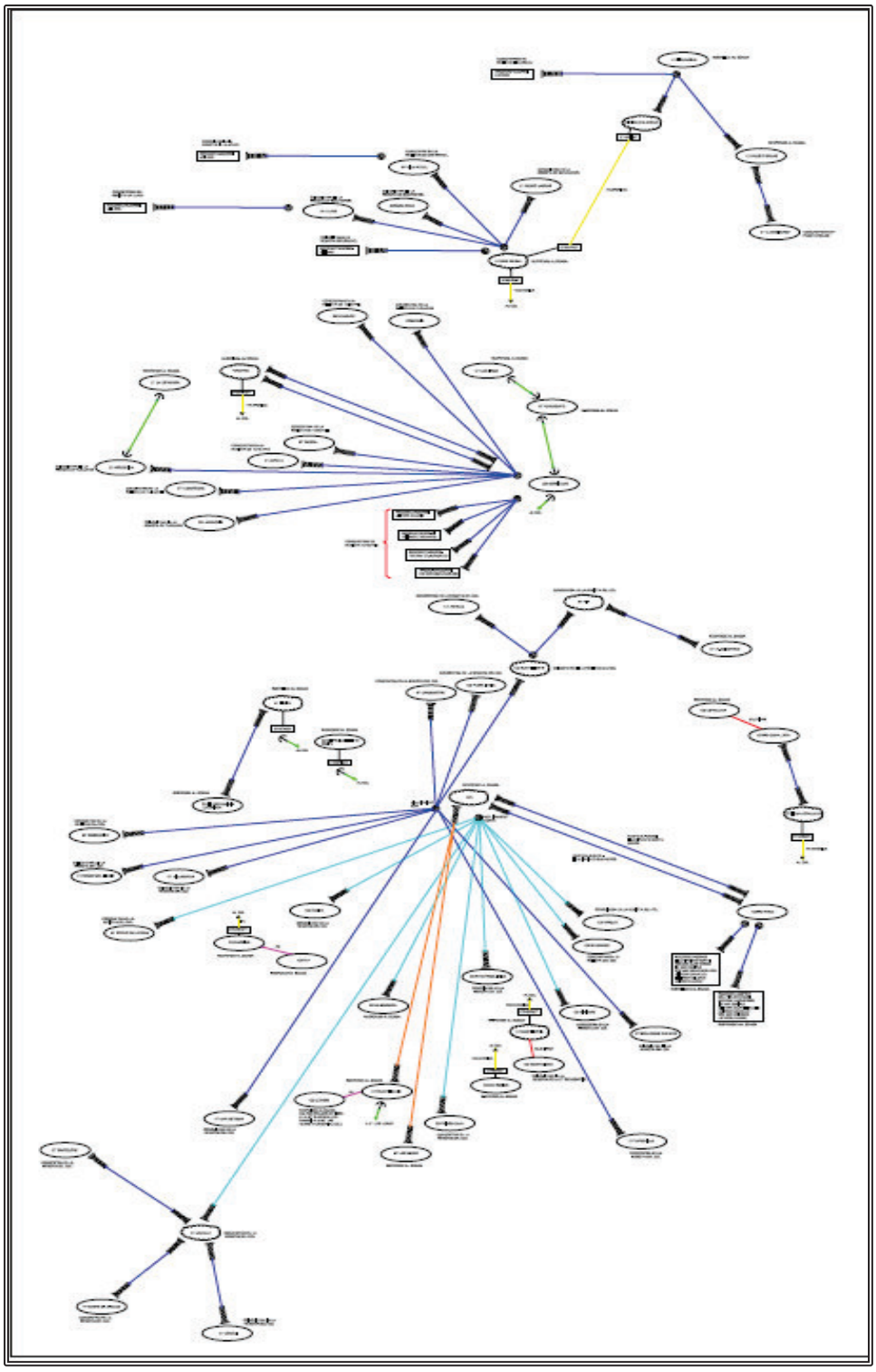


Figura XLIII. Esquema de Comunicaciones



- *Empresa B*: cuenta con un sistema denominado PowerLink Advantage (PLA) de GE Digital Energy el cual es una solución de interfaz hombre-máquina (HMI) para requisitos de alto recuento de puntos que proporciona una vista actualizada y en vivo de la Estaciones Transformadoras casi en tiempo real. El sistema está diseñado para realizar la funcionalidad Maestro-Esclavo; en uno o más dispositivos de campo y proporciona un medio para controlarlos de forma remota y obtener datos de ellos. Presenta de manera inteligente datos históricos y en tiempo real relevantes en un formato gráfico personalizable y fácil de entender con funciones como alarmas y pantallas de texto dinámico para aumentar la eficiencia del operador.

  Dicho sistema se caracteriza por:

  - Configuración rápida y sencilla y las potentes herramientas reducen el esfuerzo de instalación y configuración.
  - Operación a Distancia.
  - Actuación automática de dispositivos, con valores previamente configurados.
  - Monitoreo centralizado, control SCADA y recopilación de datos para una mayor eficiencia de recursos y análisis de fallas.
  - Capacidades de implementación de sistemas altamente escalables con control y adquisición de datos en tiempo real.
  - Integración completa de datos en la empresa de servicios públicos, incluidos archivos de planta y capacidades avanzadas de manejo y análisis de datos.
  - Capacidades centralizadas de visualización/acceso in situ y remoto.
  - Pantallas completas y personalizables: el sistema se agrega desde puertas de enlace y dispositivos de campo y presenta de manera inteligente datos históricos y relevantes casi en tiempo real en un formato gráfico personalizable y fácil de entender con funciones como alarmas y pantallas de texto dinámico para aumentar la eficiencia del operador.
    - Pantallas de una línea para monitorear el estado, control y etiquetado
    - Resumen de comunicaciones
    - Pantalla con los Estados de los Interruptores Abierto/cerrado
    - Diagramas unifilares
    - Visor de alarmas

- Visor histórico de alarmas
- Tendencias
- Páginas de detalles
- Registro de acceso del operador

- Proporciona datos de tendencias agregados de los dispositivos de la subestación y los presenta en un formato visual claro que es totalmente personalizable para facilitar la identificación rápida de problemas potenciales o para ayudar en el análisis de problemas.
  - Tendencias dinámicas para visualizar claramente la actividad de la subestación
  - Personalizable con colores seleccionables, líneas de cuadrícula y escala
  - Visualizaciones históricas y en tiempo real
  - Tendencia dinámica
  - Gráficos XY
  - Conectividad completa de la base de datos
  - Admite hasta 300 puntos registrados por tabla de registro
  - Despeje automático por Mínima Frecuencia.
- PLA tiene un módulo desarrollado para el despeje por actuación de mínima frecuencia. Donde el programa calcula cada 15 minutos la potencia Total de las Estaciones Transformadoras y por prioridades antes definidas, va seleccionando dispositivos ubicándolos en los respectivos escalones para su despeje. En caso de una actuación. Vuelve a realizar el cálculo y prepara nuevamente el diagrama de despeje.

4) Conectividad

El punto que resta por analizar a los fines de los objetivos planteados en el trabajo es el relacionado a la digitalización. Para ello, y como punto de partida, se ha realizado un relevamiento de la conectividad a través del grado de penetración del recurso internet a los hogares. Es decir, la suma de las conexiones fijas que permiten acceder a dicha red.

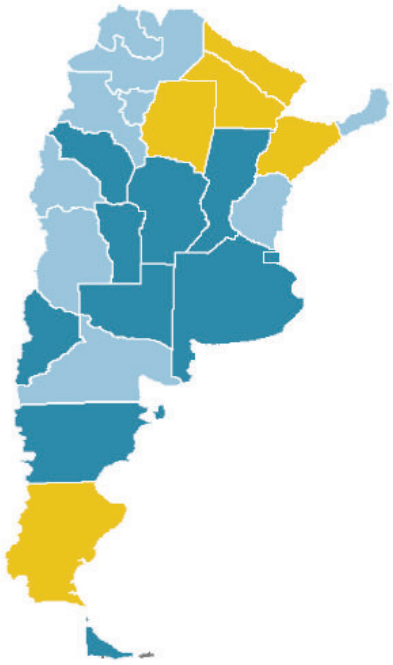
La Provincia de Mendoza posee un grado de penetración del 51.03 cada 100 hogares, siendo para Argentina de 76.64 en el primer trimestre de 2022, por debajo del nivel nacional.

Respecto a la participación por tecnología, en Mendoza las más utilizadas son el cable modem y la fibra óptica (**Figuras XLIV y XLV**).

En cuanto acceso a Internet Fijo por rangos de velocidad de bajada (Mbps: Megabits por segundo), en Mendoza se observa que más del 50% posee una velocidad de mayor a 30 Mbps (**Figura XLVI**).

Figura XLIV. Acceso a Internet Fija. 3er Trimestre 2022

PENETRACIÓN POR PROVINCIA (Cada 100 Hogares)



PROVINCIA	PENETRACIÓN
BUENOS AIRES	78,11
CABA	122,28
CATAMARCA	65,33
CHACO	43,86
CHUBUT	84,38
CORDOBA	88,31
CORRIENTES	48,21
ENTRE RIOS	63,67
FORMOSA	43,76
JUJUY	58,91
LA PAMPA	96,59
LA RIOJA	80,66
MENDOZA	51,03
MISIONES	51,82
NEUQUEN	80,37
RIO NEGRO	67,98
SALTA	57,76
SAN JUAN	50,80
SAN LUIS	81,74
SANTA CRUZ	43,19
SANTA FE	78,55
SANTIAGO DEL ESTERO	47,98
TIERRA DEL FUEGO	99,51
TUCUMAN	61,14
Penetración Nacional	76,64

TASA DE PENETRACIÓN NACIONAL 76,64

- PROVINCIAS POR ENCIMA DE LA TASA DE PENETRACIÓN NACIONAL
- PROVINCIAS ENTRE 50 Y 73,88 ACCESOS CADA 100 HOGARES
- PROVINCIAS POR DEBAJO DE 50 ACCESOS CADA 100 HOGARES

Fuente: ENACOM

Figura XLV. Acceso a Internet Fija. 3er Trimestre 2022

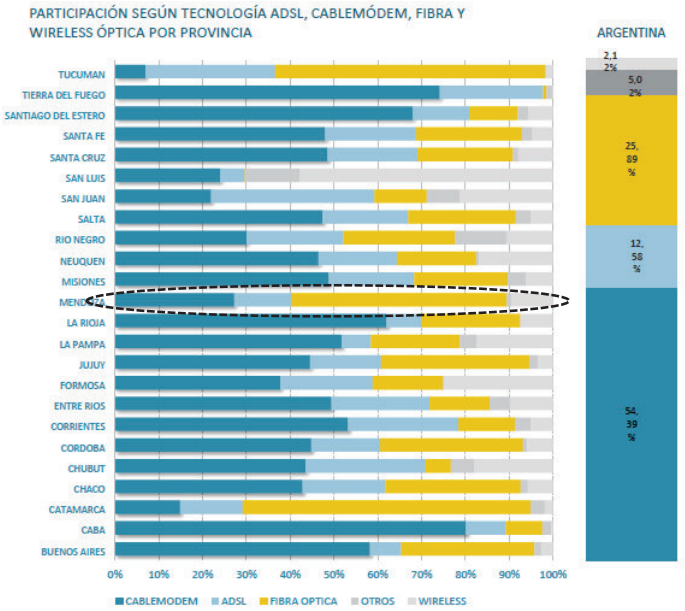
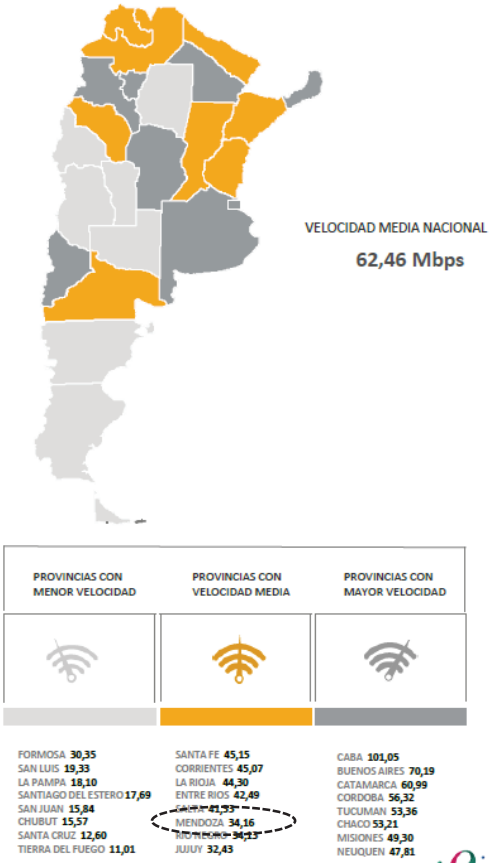
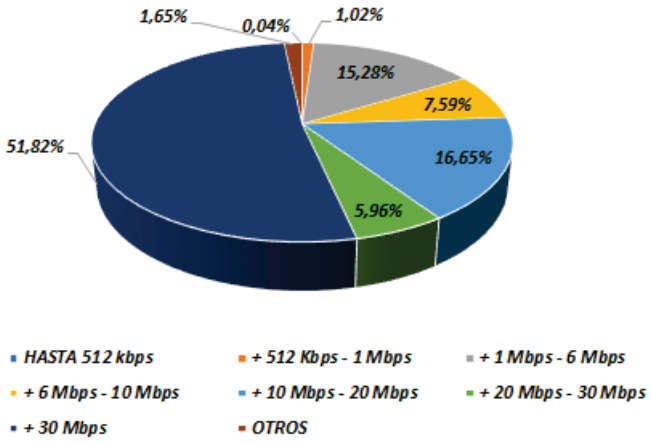


Figura XLVI. Velocidad Media de Descarga. 3er Trimestre 2022



Fuente: ENACOM

Figura XLVII. Velocidad de Descarga en la Provincia de Mendoza. 3er Trimestre 2022



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENACOM

5.4.6.Síntesis del Capítulo

La situación actual del sistema eléctrico provincial justifica la necesidad de una estrategia integral de transformación. Las condiciones técnicas, regulatorias y de recursos energéticos permiten diseñar una hoja de ruta gradual y realista, orientada a maximizar los beneficios de la red inteligente en el contexto específico de la Provincia de Mendoza.

CAPITULO VI. HOJA DE RUTA PARA IMPLEMENTACION RED ELÉCTRICA INTELIGENTE EN MENDOZA

Este capítulo se estructura en diez partes articuladas de manera secuencial. En primer lugar, se presenta el enfoque general de la hoja de ruta, incluyendo los objetivos estratégicos, el horizonte temporal y la organización en fases del proceso de transformación. En segundo término, se sintetizan las principales experiencias internacionales en materia de redes eléctricas inteligentes y marcos regulatorios orientados a promover la digitalización, la descentralización y la competencia en el sector eléctrico. En tercer lugar, se identifican y analizan los drivers tecnológicos, económicos y regulatorios de la transformación, y se propone una metodología para evaluar escenarios alternativos y seleccionar la trayectoria de implementación más eficiente desde el punto de vista social. En cuarto lugar, se formulan los objetivos específicos de la hoja de ruta para la Provincia de Mendoza. En quinto término, se describe el contexto nacional y provincial que habilita los cambios propuestos, así como los lineamientos para su implementación progresiva. En sexto lugar, se presentan las modificaciones necesarias en el marco normativo e institucional para viabilizar el nuevo modelo de red y de mercado. En séptimo lugar, se desarrolla la hoja de ruta propiamente dicha para el período 2026–2036, estructurada en fases de preparación, expansión y consolidación. En octavo lugar, se definen los instrumentos de gobernanza y coordinación entre los distintos agentes del mercado eléctrico provincial. En noveno lugar, se establecen los indicadores de desempeño y los mecanismos de seguimiento y control. Finalmente, se presenta una síntesis que vincula la hoja de ruta con los objetivos de eficiencia económica, sostenibilidad ambiental y desarrollo del mercado eléctrico minorista en la Provincia de Mendoza.

6.1. ENFOQUE GENERAL

La implementación de una red eléctrica inteligente no constituye un proyecto tecnológico aislado, sino un proceso de transformación estructural del sistema eléctrico que involucra infraestructura, regulación, mercados y gobernanza. En este sentido, la Hoja de Ruta se concibe como un instrumento de política pública que articula inversiones, reformas institucionales y creación de mercados, orientado a maximizar el bienestar social y la eficiencia económica del sistema eléctrico provincial.

La experiencia internacional demuestra que los procesos exitosos de implementación de Smart Grids se basan en una evolución progresiva, evitando saltos disruptivos que generen riesgos técnicos, financieros o regulatorios. Bajo este enfoque, la Provincia de Mendoza debe adoptar una estrategia gradual, basada en pilotos, aprendizaje institucional y escalamiento controlado.

6.2. OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

La Hoja de Ruta se estructura en torno a cuatro objetivos estratégicos:

1. **Digitalizar la red de distribución**, mediante la incorporación de infraestructura de medición avanzada, sistemas de gestión y plataformas de datos.
2. **Habilitar mercados minoristas y locales**, que permitan la transacción de energía y servicios de flexibilidad.
3. **Integrar masivamente recursos energéticos distribuidos**, aprovechando el potencial renovable de la provincia.
4. **Alinear regulación, tarifas y gobernanza** con el nuevo paradigma tecnológico y de mercado.

La Hoja de Ruta no es un cronograma tecnológico. Es un proceso de apertura progresiva del mercado minorista de energía, sustentado en la incorporación de inteligencia a la red de distribución.

La Red Eléctrica Inteligente se concibe como una plataforma regulada de acceso abierto, sobre la cual compiten:

- *generadores distribuidos,*
- *comercializadores,*
- *agregadores,*
- *plataformas digitales,*
- *y los propios usuarios.*

El distribuidor deja de ser vendedor exclusivo de energía y pasa a ser operador neutral de una infraestructura de mercado.

La Hoja de Ruta no busca digitalizar la red.
Busca digitalizar el mercado eléctrico.

6.3. ESTRUCTURA TEMPORAL

La Hoja de Ruta se organiza en tres fases secuenciales:

Fase	Horizonte	Propósito
Fase I	2026–2028	Construcción del marco habilitante
Fase II	2028–2031	Expansión y operación de mercados
Fase III	2031–2036	Consolidación del mercado inteligente

FASE I – Preparación y pilotos (2026–2028)

Objetivo estructural

Crear las condiciones tecnológicas, regulatorias e institucionales mínimas para el funcionamiento de una red eléctrica inteligente y de un mercado minorista inicial.

Componentes clave

a) Infraestructura

- Despliegue inicial de AMI en zonas piloto.
- Digitalización de subestaciones y alimentadores críticos.
- Implementación de sistemas de gestión de red (DMS) y de datos (MDMS).

b) Marco normativo

- Reglamentación operativa de la Ley 9.084.
- Definición del rol del operador de la red como plataforma neutral.
- Creación de reglas para mercados locales y agregadores.

c) Mercado mínimo viable

- Implementación de programas de respuesta a la demanda.
- Contratos de flexibilidad y generación distribuida.
- Plataforma de liquidación y medición.

d) Gobernanza

- Creación de una Oficina Regulatoria y del Mercado Eléctrico Provincial.
- Mecanismos de coordinación EPRE–Distribuidoras–Mercado.

FASE II – Expansión y coordinación (2028–2031)

Objetivo estructural

Transformar los pilotos en un mercado funcional a escala provincial.

Componentes

- Expansión masiva de AMI.
- Introducción de tarifas dinámicas.
- Integración de DER, almacenamiento y vehículos eléctricos.
- Operación del Mercado a Término Mendoza con mercado secundario.

FASE III – Consolidación y optimización (2031–2036)

Objetivo estructural

Lograr un mercado eléctrico minorista maduro basado en redes inteligentes.

Componentes

- Mercados locales interoperables.
- Señales de precio en tiempo real.
- Optimización de inversiones mediante flexibilidad distribuida.
- Integración plena con el mercado mayorista.

Indicadores y seguimiento

La Hoja de Ruta debe monitorearse mediante indicadores obligatorios:

- % de usuarios con AMI.
- Capacidad RED instalada.
- Volumen transaccionado en mercados locales.
- Reducción de pérdidas y costos de red.
- Impacto tarifario neto.

Sentido económico de la Hoja de Ruta

La red inteligente permite sustituir inversiones en infraestructura tradicional por flexibilidad distribuida, reduciendo el costo marginal del sistema. Al mismo tiempo, la competencia minorista y las señales de precios dinámicos alinean los incentivos de consumidores, generadores y distribuidores, maximizando el excedente social.

Conclusión operativa

La Hoja de Ruta propuesta permite transformar el sistema eléctrico de Mendoza en una plataforma digital, descentralizada y competitiva, alineada con los objetivos de eficiencia económica, sostenibilidad ambiental y participación ciudadana.

6.4. RESUMEN EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

Diversos países han desarrollado marcos regulatorios que fomentan la transformación digital y liberalización del sistema eléctrico. A modo de ejemplo:

- ✓ Estados Unidos: La política de modernización de redes establecida en la *Energy Independence and Security Act* (2007) incorporó incentivos para la integración de DER y la infraestructura de medición avanzada (AMI). En diversos Estados existe la competencia minorista sen la cual los consumidores pueden elegir la entidad que les suministra energía eléctrica a través de la red eléctrica tradicional.

- ✓ Unión Europea: Ha desarrollado directrices orientadas a la liberalización del mercado eléctrico, la participación de consumidores y la integración de energías renovables descentralizadas. El modelo europeo destaca por su enfoque en tarifas dinámicas, interoperabilidad y plataformas de mercado local.
- ✓ Brasil y Colombia: En América Latina, se han implementado programas piloto de REI enfocados en eficiencia energética, reducción de pérdidas no técnicas y AMI, aunque aún de forma limitada.

En las **Figura XLVIII y XLIX** (Madureira, 2025) resumen los desafíos relacionados a la Modernización del Sector en el segmento de la Distribución en Brasil al incorporar Generación Distribuida en dicha red.

Figura XLVIII. Desafíos en Distribución



Figura XLIX. Nuevos Desafíos en la Regulación



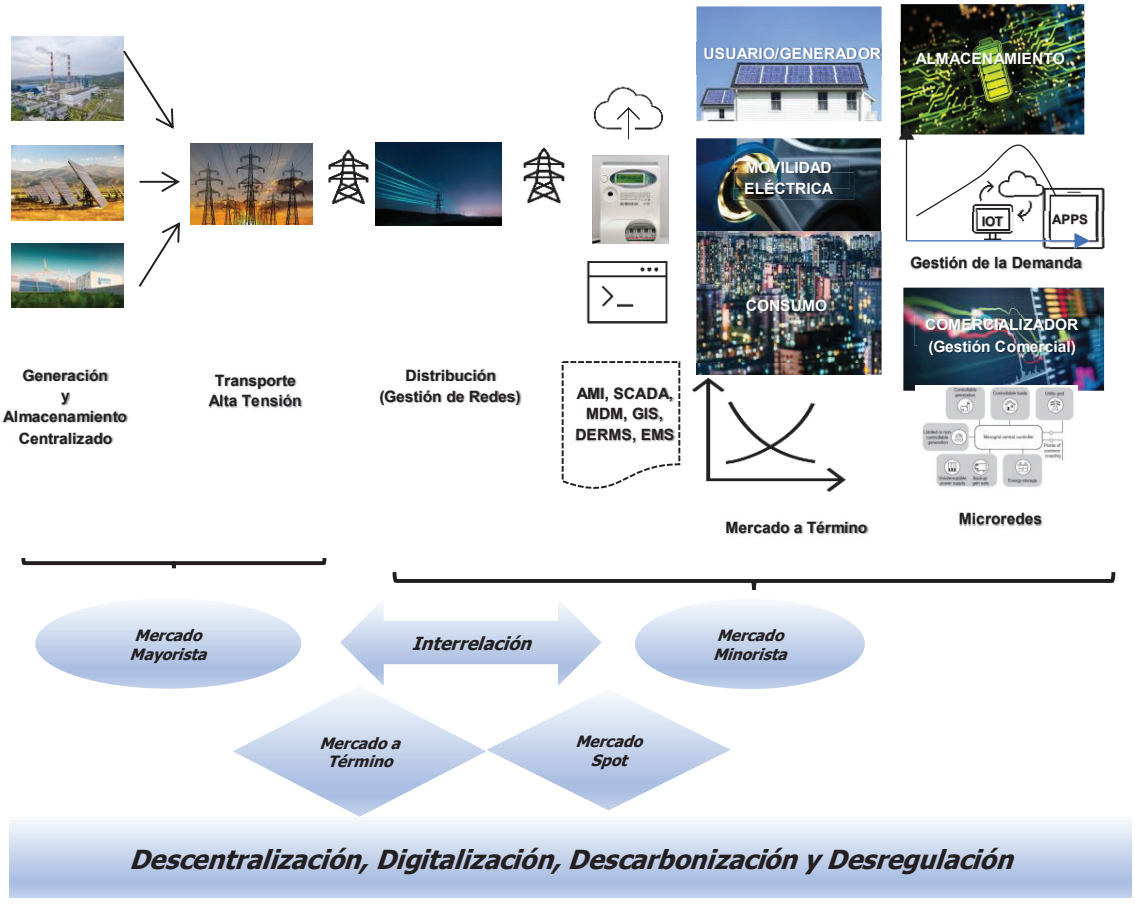
✓ Australia y Nueva Zelanda: En Australia, los consumidores pueden optar por el comercializador minorista al que comprar energía en función del precio y de los servicios disponibles. El Marco Nacional de Clientes de Energía (*National Energy Customer Framework - NECF*) y el Código de Prácticas para el Comercio Minorista de Energía (*Energy Retail Code of Practice - Victoria*) regulan la venta y el suministro de electricidad y gas a clientes minoristas. La Ley de Comercio Minorista opera junto con la Ley del Consumidor de Australia para proteger a los pequeños consumidores de energía en sus acuerdos de suministro de electricidad y gas. Nueva Zelanda en 1994 desreguló el segmento minorista y permitió a los consumidores el derecho a elegir su proveedor. La regulación de los servicios públicos se basa en el common law y la ley antitrust, más que en una regulación específica del sector. El acceso directo está completamente desregulado, dejando a las partes la determinación de los dispositivos de medición y otras normas, precios y condiciones operativas. El Código de Participación en la Industria Eléctrica de 2010 (*Electricity Industry Participación Code 2010*) es el conjunto de normas que rige casi todos los aspectos de la industria eléctrica en este país.

6.5. PROPUESTAS DE CAMBIOS

6.5.1. Planteo de los Cambios

En la **Figura XLXX** se grafica un esquema de la conformación de los sistemas de energía eléctrica que presentan transformaciones asociadas a la forma en la cual se genera, transmite y distribuye dicho producto. Respecto de la generación a gran escala conectados en niveles de alta tensión, las fuentes basadas en combustibles (fuel oil, gas oil) están siendo reemplazadas por energías renovables basadas en parque fotovoltaicos y eólicos. A nivel de la red distribución se están incorporando los Recursos Energéticos Distribuidos conectados a nivel de baja y media tensión. Esto último lleva a flujos de energía bidireccional. Todos estos cambios implican desafío tanto en el diseño, operación, control y modelos de negocios que rigen el accionar actual del servicio de energía eléctrica.

Figura XLXX. Esquema Mercado Eléctrico Mayorista y Minorista a Futuro



Como desarrollamos en los capítulos anteriores la misión planteada en el presente trabajo es *Diseñar* un mercado minorista de energía eléctrica en el segmento de distribución en la Provincia de Mendoza basado en los principios de descentralización, digitalización y descarbonización y desregulación.

Sobre dicha base se establece la visión y por ende los cambios necesarios y las fases del Programa de Modernización incorporando mayor inteligencia a los consumidores, red eléctrica, nuevos productos y servicios, para aumentar el potencial a los fines que diferentes agentes del régimen de recursos de energía distribuida interactúen entre sí.

En este marco, la red inteligente constituye una herramienta fundamental que permite integrar las diferentes innovaciones que habilitarán un sistema eléctrico más eficiente y sostenible, asegurando más calidad y seguridad en el suministro, es decir que es una red eléctrica capaz de integrar de forma inteligente a todos los consumidores y proveedores de electricidad, mejorando al mismo tiempo la eficiencia económica y la fiabilidad del suministro y abordando la creciente preocupación por el medio ambiente. Incorpora, frente a las redes tradicionales, la tecnología digital necesaria para que una comunicación bidireccional fluida tenga lugar tanto entre la red y el consumidor como entre agentes entre sí. Esto habilitará nuevos productos y servicios. Por tanto, los nuevos sistemas inteligentes deben estar conectados con los ya existentes para poder alcanzar la digitalización y descentralización del sector.

"La introducción de nuevos servicios capaces de soportar una alta proporción de energía renovable requiere que las futuras redes inteligentes puedan facilitar una interacción efectiva entre los mercados de energía y los sistemas de gestión de la red" (*Manos Varvarigos).* [19]

Actualmente la red eléctrica de la Provincia de Mendoza atiende a más de 600.000 usuarios a través de 35.000 km de líneas de AT, MT y BT, 19.000 transformadores y 80 centros de

[19] https://cordis.europa.eu/article/id/442875-a-flexible-approach-to-the-energy-transition/es

distribución. Dicho sistema está diseñado para equilibrar la demanda de energía eléctrica con la oferta de generación a gran escala. Los flujos de dicho producto son desde la generación hacia los consumidores, siendo los actores que participan en el mercado relativamente pocos. Desde el año 2015 ha ingresado a dicho sistema el paradigma de consumidores (Usuarios/Generadores) que generan para su autoconsumo e intercambian flujo de energía con la red de distribución.

En ese contexto, se plantea la necesidad de una modernización de la red de distribución, que no implica solamente incorporar más líneas, transformadores, etc. sino un nuevo paradigma que está asociado a dotarla de mayor inteligencia de forma tal que facilite el desarrollo de un mercado minorista basado en los principios de una energía transactiva adaptado a nuestras necesidades y actores.

Sobre la base de lo expresado, si nuestro objetivo es el desarrollo de un mercado eléctrico minorista en Mendoza en el cual puedan interactuar los diferentes Agentes (consumidores, compañías de distribución, generadores, comercializadores, RED, Generadores Virtuales, , empresas de tecnologías de información y comunicación, que amplíen tanto la oferta como la demanda de productos y de servicios en un ámbito de competencia que maximice el bienestar de la sociedad en su conjunto, la red inteligente es el ingrediente fundamental, puesto que para todo ello, lo más importante es tener una conexión segura, confiable, flexible e inteligente.

Las bases sobre los cuales se sustenta el nuevo paradigma que definirá los cambios a futuro en el sector eléctrico lo resumimos en los siguientes *drivers*:

- Desregulación del sector minorista eléctrico, diferenciando el negocio de redes del de comercialización (compraventa de energía eléctrica y otros servicios) de forma tal de habilitar nuevos modelos de negocios.
- Consumidor activo, es decir pasar de una demanda inflexible a flexible.
- Diferentes fuentes de Oferta tanto a nivel centralizado como descentralizado (recursos energéticos distribuidos).

- Mercado eléctrico minorista en Mendoza integrando nuevos productos, servicios y modelos de negocios de forma tal de integrar otros actores al sector tales como las tecnologías de información y comunicación, entre otros.
- Transacciones bidireccionales y en tiempo real en un mercado eléctrico minorista que contenga contratos inteligentes.
- Incorporación de Inteligencia distribuida no monopolizada tanto en la oferta como demanda de energía eléctrica.
- Red de distribución administrada en forma activa a través de un sistema interoperable de inteligencia.
- Nuevo rol de la regulación, como concluye *Ariño Ortiz*, el regulador le corresponderá: 1) independencia del Gobierno, de modo que se eviten interferencias políticas en los mercados; 2) defender y promover la competencia entre los operadores, como el mejor camino de conseguir la eficiencia económica y la protección del consumidor; y 3) impulso y la defensa de las energías limpias necesarias para la descarbonización de la economía.

6.5.2.Administración de la Red de Distribución incorporando Inteligencia

Un aspecto para destacar en el planteo que surge de la incorporación de digitalización y descentralización en el sistema eléctrico de distribución está relacionado a los cambios en la administración de la red. Respecto de ello, (Robinson, 2019) concluye que el operador del sistema de distribución deberá gestionar la incertidumbre sobre el volumen, el tiempo y la dirección de los flujos en la red. Se necesitan nuevos mecanismos para gestionar la red, tanto a corto plazo como a la hora de tomar decisiones de inversión. Los mecanismos de mercado son una herramienta obvia, y los "detrás del medidor" (*Behind the Meter*) deberían tener incentivos para participar en esos mercados, ya que los consumidores y los agregadores pueden brindar flexibilidad para ayudar a controlar la congestión.

En tal sentido, (Perez-Arriaga, Jemkins, & Batlle, 2017) realiza un análisis sobre diferentes modelos en cuanto a la selección de la estructura adecuada para el operador del sistema de distribución.

- El primer modelo consiste en un propietario de la red de distribución y operador del sistema (DNO/SO), que combina las funciones de proveedor de la red de distribución,

operador del sistema de distribución y plataforma de mercado para los servicios de distribución dentro de una sola empresa de servicios públicos.

- Como segundo modelo, el rol del operador del sistema de distribución podría reflejar el de los operadores independientes del sistema (ISO) que se han establecido en los Estados Unidos y en otros lugares a nivel del sistema masivo. Un nuevo operador de sistema de distribución independiente (IDSO) podría tener la responsabilidad de planificar y operar los sistemas de distribución en una región geográfica determinada, pero no sería propietario de los activos de la red.
- La opción final es incorporar todas las funciones críticas, incluida la propiedad de la red de distribución, la operación del sistema de distribución y cualquier mercado para los servicios del sistema de distribución, en una empresa de servicios públicos estrechamente regulada e integrada verticalmente. Esta empresa de servicios públicos también podría ser responsable de la venta minorista, propiedad y operación de generación y/o transmisión.

6.5.3.Mecanismos de Administración de Riesgos e Incertidumbre

Un último punto para considerar son los *Mecanismos de Administración de Riesgos e Incertidumbre*. Esto está relacionado a la velocidad de los avances tecnológicos y las características de intermitencia de los Recursos Energéticos Distribuidos (como el solar o eólico), lo cual hace imprescindible desarrollar herramientas de gestión de la incertidumbre, como:

- Inversiones en "inteligencia".
- Pronósticos avanzados de generación y demanda.
- Mecanismos de flexibilidad y respuesta de la demanda.
- Capacidad de almacenamiento distribuido como recurso de respaldo.
- Mercados de capacidad o servicios complementarios para asegurar confiabilidad.

Estos mecanismos deben ser integrados en el diseño del mercado para minimizar riesgos operativos y económicos.

6.5.4.Arquitectura Tarifas y Precios

a) Principios y Objetivos

En el capítulo III se describió el régimen tarifario y procedimientos para el cálculo tarifario. El marco en el cual se definen las mismas se basa fundamentalmente en la disponibilidad de tecnología que permita la medición de la demanda de potencia (KW) y energía (KWh) en forma desagregada (curva de carga por tramo horario):

- Para las pequeñas demandas (residencial, pequeños comercios e industrias con potencia máxima hasta 10 kW) solo se les mide la energía (kWh) total consumida durante un periodo (mensual o bimestral). La estructura consta de un cargo fijo y un cargo variable calculado conforme una formula polinómica que surge de parámetros medios calculados en la campaña de medición que se realiza para poder establecer una carga de carga característica de estos usuarios.
- Para las grandes demandas, riego agrícola y peaje (medianas y grandes empresas con potencia máxima superior a 10 kW) se les mide la energía (kWh) por tramo horario (pico, resto y valle coincidiendo con los períodos del MEM). La estructura consta de diversos cargos tales como: comercial, por potencia contratada, por potencia registrada en horas de pico y de energía por tramo horario (pico, resto y valle).

Dados los principios tarifarios de eficiencia (productiva y asignativa) de equidad y sostenibilidad, que guían su diseño la estructura tarifaria se debe construir sobre los siguientes fundamentos:

- Señales de Precios que reflejen los Costos (*Cost Reflectivity en inglés)*
- Recuperación de Costos (*Cost Recovery en inglés*)
- Asequibilidad (*Affordability en inglés*)

(Navajas, Urbiztondo, & Brichetti, 2023) en su trabajo destacan, entre otros aspectos:

"....han sido muy destacables los cambios tecnológicos en el sector eléctrico a nivel mundial (desde la proliferación de medidores inteligentes que

permiten incorporar señales de precios que reflejen los costos de la energía en cada momento y son transmitidas a los consumidores finales en tiempo real, hasta los instrumentos inteligentes para programar los consumos de cada hogar en respuesta a dichas señales de precios, el desarrollo de recursos energéticos distribuidos –DER– que permiten descentralizar la generación de electricidad y su almacenamiento, y refuerzan la importancia de que las señales de precios sean correctas para inducir inversiones eficientes.

"Ante tal situación, obviamente compleja por la multiplicidad de correcciones que deben llevarse a cabo en un contexto obviamente crítico, entendemos conveniente distinguir dos niveles de propuestas: i) las que resultan impostergables y vienen a corregir las distorsiones más profundas en la organización eficiente de estos sectores que han sido aplicadas durante los últimos 20 años (en conjunto, la "normalización"), y ii) las que incorporan sobre dichas correcciones las reformas que tomen en cuenta los cambios tecnológicos, de objetivos ambientales y de realidad socio-económica de los usuarios, que restablezcan plenamente una organización eficiente para maximizar el bienestar general por medio de servicios energéticos provistos de forma descentralizada con la mayor calidad y al menor costo posibles."

En este trabajo se propone evolucionar hacia tarifas con *señales horarias de energía y potencia y de potencia* para los diferentes consumidores, reflejado ello en opciones tarifarias no categorías tarifarias, por ejemplo, conexión en la red de baja (BT), media (MT) o alta tensión (AT) o en bornes de MT/BT, Bornes de AT/MT, ello independientes si son residenciales, comerciales, industriales, riego agrícola, etc. cuyos objetivos los resumimos en los siguientes aspectos:

- Reducir picos de demanda (*CAPEX* de red y compras en punta),
- Aumentar eficiencia y confiabilidad,
- Habilitar respuesta de demanda, almacenamiento, generador virtual,
- Recupero de costos y sostenibilidad financiera,

- Eficiencia económica: precios que reflejen costos marginales y congestión,
- Equidad: evitar transferencias entre perfiles de consumidores (subsidios cruzados),
- Simplicidad progresiva: complejidad incremental según madurez AMI/Consumidores,
- Neutralidad tecnológica: remunerar servicios (kWh, kW, flexibilidad),
- Transparencia y auditabilidad: reglas ex ante, datos trazables, *EV&M* (Evaluación, Verificación & Medición de la información).

b) Estructura Tarifaria y de Precios (considerando incorporación de inteligencia)

Teniendo presente la propuesta de separar en dos partes lo actualmente vigente en cuanto a la prestación del servicio de distribución, los cargos tarifarios deberían reflejar dichas actividades: Gestión de Redes (Distribución, considerado servicio público por ser aún monopolio natural regulado por mecanismo de incentivos) y Comercialización (Compra venta de servicios energéticos, que actuará bajo condiciones de competencia y precios que surgen del equilibrio de mercado). Así se sugiere: que las tarifas y precios finales que abonan los consumidores se construyan sobre módulos, con separación explícita:

- Comercialización: Establecimiento libre de precios entre demanda y oferta. Incluyen entre otros los siguientes conceptos: atención a clientes, medición, lectura, facturación, incobrabilidad.
- Precios por energía ($/kWh) por período horario (*TOU*), Critical Peak Pricing (precio más alto en pocas horas/año bajo condiciones de sistema) y a futuro, dinámico (Precios en tiempo real) que reflejen los costos de suministrar energía eléctrica + pérdidas.
- Uso de Red (*CAPEX/OPEX*, pérdidas técnicas, calidad): Cargo por potencia/capacidad ($/kW-mes):
  - Para consumidores con medidor inteligente: demanda máxima contratada.
  - Señales relacionadas el costo de dimensionamiento de red y compra por potencia.
- Componentes de red inteligentes y calidad:
  - Señales por congestión local, calidad, o uso de activos específicos (si aplica).
  - Puede implementarse como *adder* (ajuste que se agrega a un precio base) por *zona/feeder* (Conductores, subestación, entre otros) en etapas avanzadas.
- Incentivos por flexibilidad / Pago por desempeño:

- Remuneración por reducción verificada de demanda en eventos o por disponibilidad, para Gestión de Demanda, generación virtual
- Para servicios de RED (usuarios/generadores, almacenadores, V2G – flujo bidireccional de energía entre un Vehículo eléctrico y la red)
  - Energía inyectada a la red remunerada a precio definido
  - Remuneración adicional solo si aporta servicios verificables (p. ej., reducción en las horas de punta).

c) Resumen Tecnología (Red Inteligente)

- Infraestructura *AMI y MDM*: medidores inteligentes con tecnología de información y comunicación bidireccional entre los agentes y empresas de gestión de red y comercialización, facilitando la gestión de la demanda, la facturación en tiempo real (Tarifas horarias (*TOU, CPP, RTP*) la detección de fallas.
- Digitalización de la Red Física de Distribución:
  - Sistemas de Gestión de la Energía (*EMS*) y de Distribución (ADMS – Advanced Distribution Management System): software que emplea datos en tiempo real para optimizar el flujo de energía, gestionar la carga, planificar el mantenimiento y responder a eventos en la red.
  - Mantenimiento Predictivo y Big Data: recopilación masiva de datos de sensores permite el uso de algoritmos de aprendizaje automático (*Machine Learning*) para predecir la probabilidad de fallas en equipos clave, optimizando los programas de mantenimiento y reduciendo los tiempos de inactividad no planificados.
  - Dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) que incluyen: Relés digitales, reconectadores, reguladores de tensión, interruptores automáticos
  - Drones e Inspección Remota: El uso de drones equipados con cámaras térmicas, y sensores para la inspección de líneas y equipos en subestaciones.
  - Características definidas en el art. 15° Capitulo IV de la Ley 9084.
- Integración Recursos Energéticos Distribuidos.
- Sistema de Gestión de Recursos Energéticos Distribuidos (DERMS).

- Plataforma de transacciones: registro de contratos, *PPA* virtuales, mercado a término, mercado secundario, clearing y liquidación.
- Ciberseguridad y Gobernanza Digital:
    - Roles: Distribuidora (MDM), Comercializador (facturación), Oficina Regulatoria y del Mercado Eléctrico Provincial (auditoría),
    - Reglas de acceso, ciberseguridad, privacidad de la información.
- Interfaz entre Agentes y Mercado: portales web, apps, *APIs* abiertas (para ingresos comercializadores, integración de Fintech, mercado minorista)

Objetivo: Plataforma digital que coordine decisiones económicas y técnicas en tiempo real.

6.5.5. Definición de Cambios

La definición de los cambios en la implementación de una Red Eléctrica Inteligente consiste en identificar y analizar distintas condiciones o situaciones futuras (Situación con proyecto de Red Eléctrica Inteligente) que pueden impactar el diseño, despliegue y operación de esta red dado un punto de partida base (situación sin proyecto de Red Eléctrica Inteligente). Estos cambios consideran factores tecnológicos, regulatorios, de mercado, económicos, ambientales y sociales que podrían alterar el rumbo del proyecto.

Al contemplar los *drivers* que impulsan los cambios (avances tecnológicos, variaciones en la demanda de energía eléctrica, normativas gubernamentales, aspectos ambientales como eventos climáticos extremos, o innovaciones comerciales) se pueden diseñar estrategias flexibles y adaptativas para asegurar la eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad de la red.

Este proceso es fundamental para anticipar riesgos y oportunidades, optimizar inversiones y garantizar que la red inteligente pueda evolucionar y responder eficazmente a los desafíos futuros.

Los cambios se basan en el grado de inteligencia a incorporar a la red eléctrica, a los efectos de desarrollar un Mercado Minorista que actúe en condiciones de competencia en la

Provincia de Mendoza, tales como: Medición Inteligente (Sistemas AMI), Recursos Energéticos Distribuidos (Generación Distribuida, Almacenamiento Energético, Gestión de la Demanda), internet de las cosas, blockchain, sistemas de gestión de energía y nuevos actores y servicios, sensores y automatismos en la red, Mercado a Término (Contratos inteligentes) y Energía Transactiva.

Desde el punto de vista metodológico la propuesta se orienta a analizar la implementación de una Red Eléctrica Inteligente en la Provincia de Mendoza analizando la conveniencia económica, regulatoria, de mercado y social de la digitalización de las redes de distribución eléctrica, considerando las particularidades institucionales, normativas y operativas del sistema eléctrico provincial dada la situación base existente.

En el **Cuadro XX**, se exponen los *drivers* que definen posibles cambios en la Implementación de una Red Eléctrica Inteligente:

Innovaciones tecnológicas

- ✓ Introducción de tecnologías más eficientes en almacenamiento de energía.
- ✓ Desarrollo de nuevas soluciones de automatización y control remoto, Optimización de la utilización de activos.
- ✓ Internet de las cosas, blockchain, tokenización.
- ✓ Infraestructura de Medición Avanzada.

Cambios regulatorios y normativos

- ✓ Modificaciones en las políticas energéticas.
- ✓ Libre elección del proveedor de servicios energéticos (Retail Competition).
- ✓ Nuevos mercados y servicios.

Variaciones en la demanda de energía eléctrica

- ✓ Incremento significativo en el consumo debido a la adopción masiva de vehículos eléctricos.
- ✓ Cambios en los patrones de consumo por mayor uso de energías renovables descentralizadas.

Impactos ambientales y climáticos

- ✓ Eventos climáticos extremos que dañan infraestructuras físicas y requieren rápida adaptación de la red.
- ✓ Cambios en la disponibilidad de fuentes renovables debido a variaciones climáticas.

Comportamiento y aceptación del consumidor

- ✓ Alta adopción de tecnologías inteligentes por parte de los consumidores.
- ✓ Compromiso de los consumidores con los nuevos sistemas de gestión energética.

Factores económicos y financieros

- ✓ Reducción en los costos de los componentes tecnológicos.
- ✓ Cambios en la inversión pública y privada en proyectos de redes inteligentes.

Cuadro XX. Matriz de Análisis de Escenarios Posibles Cambios

Escenarios	Estrategias de Respuesta
Avances tecnológicos	-Monitorear innovaciones; -Mantener flexibilidad en diseño; -Invertir en I+D
Cambios regulatorios y normativos	-Mantener diálogo constante los organismos gubernamentales; -Adaptar políticas internas en los organismos y empresas; -Diversificar proveedores; -Permitir la elección y participación del cliente
Incremento en demanda energética	-Dimensionar infraestructura escalable; -Promover políticas de gestión de la demanda (eficiencia energética y respuesta de la demanda); -Movilidad Eléctrica
Impactos ambientales y climáticos	-Diseñar infraestructura resiliente; -Implementar planes de contingencia; -Diversificar fuentes de energía (incremento *RED,* Generador Virtual)
Comportamiento del consumidor	-Campañas de educación y sensibilización; -Desarrollo de interfaces amigables; -Incentivos para adopción
Factores económicos y financieros	-Fuentes alternativas de financiamiento; -Realizar análisis costo-beneficio de las alternativas.

Estrategias de respuesta para Escenarios de Cambios en la Implementación de una Red Eléctrica Inteligente:

1. Avances tecnológicos

- Monitoreo tecnológico continuo: Establecer un equipo o sistema que evalúe nuevas tecnologías periódicamente.
- Flexibilidad en diseño: Implementar arquitecturas modulares que permitan actualizar componentes sin reemplazar toda la infraestructura.
- Inversión en I+D: Destinar recursos a innovación interna o colaboración con centros de investigación para adelantarse a tendencias.

2. Cambios regulatorios y normativos

- Relación activa con autoridades: Participar en foros y comités regulatorios para anticipar cambios.
- Adaptación rápida de políticas internas: Mantener protocolos ágiles para modificar procedimientos y cumplimiento legal.
- Diversificación de proveedores: Evitar dependencia de un solo proveedor para facilitar ajustes ante cambios normativos.
- Libre elección del proveedor de servicios energéticos.
- Transformación del Ente Provincial Regulador Eléctrico.

3. Cambios en demanda de energía eléctrica

- Infraestructura escalable: Diseñar la red con capacidad de expansión modular para responder al aumento de demanda.
- Gestión activa de demanda: Implementar sistemas que modulen el consumo, como tarifas dinámicas y almacenamiento de energía.

4. Impactos ambientales y climáticos

- Infraestructura resiliente: Usar materiales y tecnologías resistentes a condiciones extremas.
- Planes de contingencia: Diseñar protocolos claros para restaurar servicios rápidamente tras eventos climáticos.

- Diversificación energética: Integrar múltiples fuentes renovables para reducir dependencia de una sola.

5. Comportamiento del consumidor

- Campañas educativas: Promover el conocimiento sobre beneficios y uso correcto de la red inteligente.
- Interfaz amigable: Desarrollar aplicaciones y herramientas fáciles de usar para monitoreo y control del consumo.
- Incentivos: Tarifas dinámicas, descuentos o recompensas por adopción y participación activa en la gestión energética.

6. Factores económicos y financieros

- Financiamientos flexibles: presupuestos ajustables.
- Fuentes alternativas de financiamiento: créditos verdes, financiamiento internacional, entre otros.
- Análisis costo-beneficio: Evaluar periódicamente la rentabilidad y eficiencia de inversiones para optimizar recursos.

6.5.6.Definición de Beneficios y Costos de los Escenarios

Para cada cambio identificado, a continuación, se definen en forma desagregada los beneficios y costos asociados. Esto permite tomar decisiones informadas y priorizar recursos para maximizar el valor y minimizar riesgos.

1. Avances tecnológicos

Beneficios:

- Mejora en la eficiencia y confiabilidad de la red.
- Reducción de pérdidas energéticas y operativas.
- Mayor capacidad de integración de energías renovables y almacenamiento.

Costos:

- Inversión continua en actualización tecnológica.
- Capacitación constante del personal.

- Posibles incompatibilidades con sistemas existentes.

2. Cambios regulatorios y normativos

Beneficios:

- Cumplimiento legal que evita sanciones.
- Posibilidad de acceder a incentivos.
- Mejora en la seguridad y protección de la red.
- Libre elección del proveedor de servicios energéticos.

Costos:

- Adecuación y cumplimiento normativo.
- Costos legales y administrativos.
- Riesgo de interrupciones durante procesos de adaptación.
- Mayor flexibilidad sin discrecionalidad regulatoria.

3. Incremento en demanda de energía eléctrica

Beneficios:

- Oportunidad de expandir el mercado y servicios.
- Mejor aprovechamiento de la infraestructura.
- Posibilidad de implementar tarifas dinámicas y programas de gestión de la demanda.

Costos:

- Necesidad de ampliar capacidad y modernizar infraestructura.
- Mayores costos operativos y mantenimiento.
- Riesgos asociados a picos de demanda y estabilidad del sistema.

4. Impactos ambientales y climáticos

Beneficios:

- Desarrollo de una red más resiliente y sostenible.
- Reducción de interrupciones y daños por eventos extremos.
- Mejora en la reputación institucional y cumplimiento ambiental.

Costos:

- Materiales y tecnologías resistentes.
- Planes de contingencia y seguros.
- Costos asociados a reparaciones y recuperación expost.

5. Comportamiento del consumidor

Beneficios:

- Mayor involucramiento y control del usuario sobre su consumo.
- Incremento en el uso eficiente de energía.
- Potencial reducción de costos para consumidores y proveedores.

Costos:

- Inversiones en desarrollo de interfaces y plataformas digitales.
- Gastos en campañas educativas y de sensibilización.
- Posible resistencia o lentitud en la adopción tecnológica.

6. Factores económicos y financieros

Beneficios:

- Optimización del uso de recursos financieros.
- Acceso a nuevas fuentes de financiamiento y alianzas.
- Mejor capacidad para manejar riesgos económicos.

Costos:

- Costos asociados a la búsqueda y gestión de financiamiento.
- Riesgos financieros en escenarios de alta volatilidad.
- Necesidad de controles y auditorías adicionales.

En la implementación de una Red Eléctrica Inteligente, es esencial anticipar los posibles escenarios de cambio y evaluar sus impactos económicos, operativos y sociales. Este documento presenta una definición estructurada de los beneficios y costos asociados a cada escenario identificado, facilitando la toma de decisiones estratégicas.

Cuadro XI. Escenarios y Análisis de Beneficios y Costos

Escenario	Beneficios	Costos
Avances tecnológicos	- Mejora en eficiencia y confiabilidad.	- Inversión continua en actualización tecnológica.
	- Reducción de pérdidas eléctricas y operativas.	- Capacitación constante del personal.
	- Mayor integración de energías renovables y almacenamiento.	- Posibles incompatibilidades con sistemas existentes.
Cambios regulatorios y normativos	- Cumplimiento legal evitando sanciones.	- Gastos en adecuación y cumplimiento normativo.
	- Acceso a incentivos.	- Costos legales y administrativos.
	- Mejora en seguridad y protección de la red.	- Riesgo de interrupciones durante adaptaciones.
	-Libre elección del proveedor de servicios energéticos.	- Mayor flexibilidad sin discrecionalidad.
Incremento en demanda energética	- Expansión de mercado y servicios.	- Necesidad de ampliar capacidad y modernizar infraestructura.
	- Mejor aprovechamiento de infraestructura.	-Mayores costos operativos y mantenimiento.
	- Implementación de tarifas flexibles y programas de eficiencia.	- Riesgos asociados a picos de demanda y estabilidad del sistema.
Impactos ambientales y climáticos	- Red resiliente y sostenible.	- Inversiones en materiales y tecnologías resistentes.
	- Reducción de interrupciones por eventos extremos.	- Gastos en planes de contingencia y seguros.
	- Mejora en reputación institucional y cumplimiento ambiental.	- Costos por reparaciones y recuperación expost.
Comportamiento del consumidor	- Mayor control y participación del usuario.	- Inversión en interfaces y plataformas digitales.
	- Incremento en uso eficiente de energía.	- Gastos en campañas educativas y sensibilización.
	- Reducción potencial de costos para usuarios y proveedores.	- Resistencia o lentitud en adopción tecnológica.
Factores económicos y financieros	- Optimización del uso de recursos financieros.	- Costos en búsqueda y gestión de financiamiento.
	- Acceso a nuevas fuentes y alianzas financieras.	- Riesgos financieros por volatilidad económica.
	- Mejor manejo de riesgos económicos.	- Necesidad de controles y auditorías adicionales.

La evaluación detallada de beneficios y costos asociados a cada escenario de posible cambio es clave para el éxito en la implementación de la Red Eléctrica Inteligente. Esta estructura facilita el diseño de estrategias proactivas que maximicen las oportunidades y minimicen los riesgos, asegurando una red eficiente, sostenible y adaptable.

6.5.7.Evaluación Económica de Escenarios

La evaluación se basa en un enfoque de análisis incremental, que compara distintos escenarios de implementación de una Red Eléctrica Inteligente frente a un escenario base de continuidad operativa. Este enfoque permite identificar y aislar los costos y beneficios atribuibles exclusivamente a la adopción de tecnologías inteligentes.

A modo de ejemplo, (Frontier Economics, 2012) en el modelo que utiliza para evaluar la implementación de un Smart Grids tiene como alcance evaluar los costos y beneficios directos de las redes inteligentes basado en un marco de *transparencia* y *flexibilidad*. Estos costos y beneficios directos incluyen:

→ costos de inversión asociados con tecnologías inteligentes y convencionales;
→ cambios en los costos de generación y transmisión;
→ cambios en las pérdidas y la seguridad del suministro asociados con las inversiones inteligentes;
→ costos por inconvenientes a los consumidores; y
→ implicaciones directas en las emisiones de CO2 (por ejemplo, si los cambios en las emisiones resultan de una suavización en el perfil de demanda debido a la respuesta de la demanda o al almacenamiento integrado).

La metodología que emplear para el análisis de costos-beneficios de implementar una red inteligente debe combinar herramientas de:

- Análisis costo–beneficio económico y social.
- Evaluación económico-regulatoria de inversiones en redes de distribución.
- Análisis de escenarios (considerando innovaciones tecnológicas, así como la disponibilidad de estas) y etapas de implementación.

Este marco metodológico resulta especialmente adecuado para contextos en los cuales la actividad de distribución eléctrica (Gestión de Redes) se desarrolla bajo un régimen de monopolio natural regulado, mientras que la digitalización de la red habilita progresivamente nuevas formas de participación de los usuarios y mecanismos de mercado.

Sobre la base de la *Matriz de Análisis de Posibles Cambios* y a los fines de evaluar las diferentes alternativas (y variables asociadas), se definen situaciones progresivas de implementación de la Red Eléctrica Inteligente, diferenciados según su nivel de madurez tecnológica y alcance territorial:

- *Escenario Base*: orientado a la validación técnica y económica de la red eléctrica Inteligente mediante proyectos acotados.
- *Escenario Intermedio*: caracterizado por el despliegue masivo de medición inteligente y automatización relevante de la red.
- *Escenario Avanzado*: que contempla una Red Eléctrica Inteligente integral a escala provincial.

Cada escenario se debe modelar con su correspondiente perfil de inversiones, costos operativos y beneficios esperados, permitiendo comparar su desempeño económico frente al escenario base.

- Costos de inversión

Los costos de inversión incluyen la adquisición e instalación de medidores inteligentes, la infraestructura de comunicaciones, la automatización de redes de media y baja tensión, los sistemas centrales de gestión y la integración con plataformas existentes. Asimismo, se consideran los costos asociados a la capacitación del personal y a la gestión del cambio organizacional.

Los costos se asignan temporalmente de acuerdo con el cronograma de implementación de cada escenario.

- Costos operativos

Los costos operativos comprenden los gastos incrementales asociados a la operación y mantenimiento de los sistemas digitales, las licencias de software, los servicios de comunicaciones, la ciberseguridad y la reposición tecnológica. Estos costos se analizan de manera conjunta con los ahorros operativos generados por la digitalización de la red.

- Identificación y valoración de beneficios

Los beneficios derivados de la implementación de la Red Eléctrica Inteligente se clasifican en tres grandes categorías:

- ✓ *Beneficios para la distribuidora*, tales como la reducción de pérdidas, la disminución de costos operativos, la mejora en los indicadores de calidad de servicio y la postergación de inversiones en refuerzos de red.
- ✓ *Beneficios para los consumidores*, asociados a una mayor calidad y continuidad del servicio, a la disponibilidad de información para la gestión del consumo y al acceso a nuevos servicios energéticos.
- ✓ *Beneficios sistémicos y sociales*, vinculados a la integración de energías renovables, la reducción de emisiones y el aumento de la resiliencia del sistema eléctrico provincial.

Cuando la monetización directa de determinados beneficios no resulta factible, estos se incorporan mediante indicadores físicos o cualitativos que complementan el análisis económico.

- Evaluación económica y criterios de decisión

A partir de los flujos de fondos incrementales se calculan los principales indicadores de evaluación económica, entre los que se incluyen el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno, la relación Beneficio/Costo y el período de recupero de la inversión.

La tasa de descuento utilizada refleja el costo de capital, ajustado por los riesgos tecnológicos y el horizonte temporal del análisis, en coherencia con prácticas habituales de evaluación de inversiones en infraestructura eléctrica.

- Análisis de sensibilidad y riesgos

El análisis de sensibilidad se aplica sobre las variables consideradas críticas para los resultados económicos, tales como el nivel de reducción de pérdidas, los costos de

tecnología, el ritmo de despliegue y el grado de reconocimiento regulatorio de las inversiones.

Asimismo, se identifican y analizan los principales riesgos asociados al proceso de implementación, incluyendo riesgos regulatorios, tecnológicos, operativos y de aceptación social, evaluando su impacto potencial sobre la viabilidad económica del proyecto.

La metodología expuesta proporciona un marco integral para evaluar económicamente la implementación de una Red Eléctrica Inteligente en la Provincia de Mendoza. Al integrar criterios económicos, regulatorios y sociales, el enfoque propuesto permite fundamentar decisiones de política pública e inversión en infraestructura, asegurando coherencia con los objetivos de modernización, eficiencia y sostenibilidad del sector eléctrico provincial.

Objetivo

La implementación de una Red Eléctrica Inteligente implica múltiples desafíos y oportunidades que pueden variar según diferentes escenarios futuros. Esta evaluación económica tiene como objetivo cuantificar y valorizar los costos y beneficios de cada escenario, facilitando la toma de decisiones estratégicas.

El objetivo es realizar un análisis económico de los diferentes escenarios posibles durante la implementación de una Red Eléctrica Inteligente, con el fin de identificar costos, beneficios y el retorno esperado de la inversión bajo distintas condiciones.

Metodología

- Identificación de escenarios: Se consideran escenarios basados en factores tecnológicos, regulatorios, de demanda, ambientales, de comportamiento del consumidor y financieros.
- Estimación de costos y beneficios: Para cada escenario se calculan los costos de inversión, operación y mantenimiento, y los beneficios económicos y sociales esperados.
- Análisis Económico: Se emplean indicadores como Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Periodo de Recuperación para evaluar la rentabilidad.

- Sensibilidad: Se analiza la sensibilidad de los resultados ante cambios en supuestos clave.
- Escenarios Evaluados
  - ✓ Avances tecnológicos
  - ✓ Cambios regulatorios y normativos
  - ✓ Incremento en demanda energética
  - ✓ Impactos ambientales y climáticos
  - ✓ Comportamiento del consumidor
  - ✓ Factores económicos

A continuación, se expone un ejemplo de formulación integral (modelo económico) para evaluar la implementación de una Red Eléctrica Inteligente (REI) en la Provincia de Mendoza.

1. Horizonte, Escenarios, Área y Agentes:

- *Horizonte:* $T = 0,1,\dots,T, donde\ T = 10\ a\ 20\ años$
- *Escenarios:* $S \in S$ *donde los escenarios son Base, Intermedio y Avanzado.*
- *Área:* $a \in A$ *(mercado minorista y sus relaciones con el mercado mayorista, área de concesión, por nodos, por alimentador* β*, etc.).*
- *Agentes: Recursos Energéticos Distribuidos, Generadores Virtuales, Comercializadores, Consumidores, Generadores, administrador de la red de distribución (según modalidad visto en 6.2.2).*

Objetivo: comparar con Implementación Red Eléctrica inteligente vs. Escenario Base mediante Valor Actual Neto (VAN), TIR, B/C y métricas de impacto (pérdidas, calidad, costos).

2. Variables exógenas y parámetros clave

2.1. Demanda y energía

- Energía suministrada (transada en el mercado minorista y mayorista): $E_t^{sum}(MWh)$
- Demanda máxima: $P_t^{max}(MW)$

2.2. Calidad y confiabilidad

- Calidad de Servicio Técnico;
- Calidad de Producto Técnico;
- *ENS* (energía no suministrada): $ENS_t(MWh)$
- Restricciones físicas vínculo entre nivel minorista y mayorista

2.3. Costos y precios

- Precio de mercado de la energía,
- Costo de potencia/capacidad,
- Valor de la energía no suministrada,
- Tasa de descuento.

3. Estructura de costos de la Red Inteligente

Definir el vector de activos/funcionalidades $k \in K$ (AMI, SCADA/DMS/OMS, automatización MT/BT, sensores, ciberseguridad, plataforma RED/Generador Virtual, etc.).

3.1. CAPEX

$CAPEX = \sum_{k \in K} I_{k,t}$ donde $I_{k,t}$ es la inversión del componente *k* en el año *t*.

3.2. OPEX incremental

$$OPEX_t = OPEX_t^{REI} - OPEX_t^{Base}$$
$$OPEX_t^{REI} = OPEX_t^{software} + OPEX_t^{ciber} + OPEX_t^{operación} + OPEX_t^{mantenimiento}$$

4. Beneficios (diferenciales REI vs Escenario Base)

4.1. Reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.
4.2. Calidad: menor energía no suministrada.
4.3. Aplazamiento de inversiones en red.
4.4. Reducción de costos operativos (cuadrillas, lectura, atención)

- Lectura y gestión comercial,
- Camiones/cuadrillas por fallas,

- Atención/reclamos.

4.5. Integración de RED / Generación Virtual / flexibilidad

Si la *Red Eléctrica Inteligente* habilita recursos distribuidos y gestión de flexibilidad, el beneficio puede modelarse como reducción de costos de energía/potencia o ingresos por servicios:

- Ahorro por energía desplazada,
- Ahorro por potencia pico reducida,
- Servicios complementarios/auxiliares.

5. Competencia minorista: elección de comercializador y precios

A los efectos de la metodología de evaluación económica se podrían considerar dos opciones:

A. Elección discreta (*switching*) + contratos minoristas → Cada Consumidor elige un *retailer*.
B. Los Retailers como tomadores del precio transactivo → Los retailers compran energía "al por mayor" y compiten por margen.

La liquidación debe equilibrar flujos financieros entre: consumidores, retailers, *DSO* y *RED*.

La competencia minorista impacta a través de tres canales:

- Eficiencia en la provisión de servicios y gestión de cartera (hedging, contratos, reducción de costos comerciales);
- Innovación tarifaria (tarifas dinámicas);
- Aumento de participación y elasticidad (más elástica la demanda y menor costo por mejores programas/tecnología).

Para que la competencia minorista sea eficiente se debe incluir:

- reglas de pass-through;
- switching/participación;
- costos comerciales y márgenes;
- metodología de liquidación y garantías.

6. Modelización por etapas (Hoja de Ruta 2026–2036)

Si la *Red Eléctrica Inteligente* se implementa en fases la definición de las variables será por cada fase de despliegue (CAPEX, OPEX, Beneficios).

Esto permite que el modelo refleje que los beneficios no aparecen instantáneamente, sino a medida que crece el despliegue.

Para incorporar riesgo e incertidumbre se recomienda escenarios discretos (considerando probabilidad de ocurrencia) y análisis de sensibilidad

7. Enumeración de información para considerar en el modelo a los efectos de la evaluación

Cuadro XII. Resumen Datos para considerar para la evaluación

Parámetro	***Descripción***	***Unidad***
CAPEX	Inversiones	USD
OPEX	Mantenimiento, operación, actualizaciones	USD/año
Beneficios	Reducción de pérdidas, consumo, ahorro costos, mejora calidad, aplazamiento inversiones, flexibilidad, energía transaccional	USD/año
Incentivos/subsidios	Apoyo económico gubernamental o privado	USD
Vida útil del proyecto	Tiempo estimado de operación eficiente	Años
Tasa de descuento	Para cálculos de valor presente y anualidades	WACC (%)

8. Función objetivo estándar

La evaluación económica base queda sintetizada como:

$$Max\ VAN = Max\left[\sum_{t=0}^{t}\frac{(B_t^{costos\ energía} + B_t^{perd} + B_t^{ENS} + B_t^{aplaz.inv.} + B_t^{opex} + B_t^{RED} + \cdots) - (CAPEX_t + OPEX_t)}{(1+r)^t}\right] + \frac{V_T^{Res}}{(1+r)^T}$$

9. Conclusiones y Recomendaciones

- Los escenarios de incremento en demanda energética y avances tecnológicos rápidos presentan los mayores beneficios económicos y retorno de inversión.
- Es fundamental diseñar estrategias para adaptarse a cambios regulatorios y ambientales, que, aunque generan costos, aseguran la sostenibilidad del proyecto.
- La evaluación económica debe revisarse periódicamente con base en la evolución real del proyecto y el contexto externo.
- Priorizar inversiones y planes que permitan aprovechar el crecimiento en demanda energética y avances tecnológicos.
- Mantener monitoreo y capacidad de adaptación frente a cambios regulatorios y económicos.
- Implementar medidas de resiliencia y comunicación para minimizar riesgos climáticos y mejorar la aceptación del consumidor.

6.6. DEFINICION DE OBJETIVOS

La Hoja de Ruta propuesta tiene como objetivo general guiar la transformación del sistema eléctrico de Mendoza hacia un modelo inteligente, sostenible, descentralizado y digitalizado, basado en la competencia donde sea posible. Para lograrlo, se identifican tres ejes estratégicos:

- Tecnológico: Incorporación de infraestructura avanzada (AMI, automatización de red, habilitación de RED/Flexibilidad, plataformas digitales, internet de las cosas, blockchain, tokenización, entre otros).

- Regulatorio y de Mercado: Diseño de marcos normativos, económicos y técnicos que incentiven la innovación y la inversión en recursos distribuidos en condiciones de competencia.
- Institucional: Creación Oficina Regulatoria y del Mercado Eléctrico Provincial, coordinación efectiva entre actores públicos, privados y académicos, asegurando la participación de los consumidores.

6.7. CONTEXTO NACIONAL Y PROVINCIAL

A nivel nacional, la política energética actual fomenta la diversificación de la matriz energética, la descentralización y la sostenibilidad ambiental. En Mendoza, el marco legal es propicio gracias a la Ley 9084, que establece el Programa de Modernización del Servicio de Distribución y la creación del Mercado a Término Mendoza. Sin embargo, aún existen desafíos vinculados a la inversión, la capacitación y la definición de estándares operativos y regulatorios.

En este contexto, Mendoza se posiciona favorablemente a partir de la Ley 9084, que introduce instrumentos innovadores como:

- El Programa de Modernización del Servicio de Distribución, orientado a la incorporación de tecnologías inteligentes.
- La creación del Mercado a Término Mendoza, como ámbito contractual alternativo y complementario al MEM.

Desde una perspectiva regulatoria, la Ley 9084 representa una ventana de oportunidad institucional, al reconocer explícitamente la necesidad de:

- Separar funciones tradicionales de la distribuidora en Gestión de Red (Regulado) y Comercialización (competencia).
- Incorporar nuevos actores (agregadores, generadores virtuales, comercializadores, gestión de la información).
- Avanzar hacia esquemas más competitivos y flexibles.

El marco legal, por sí solo, no garantiza resultados si no se acompaña de una reglamentación coherente y secuencial, que reduzca los riesgos regulatorios y se caracterice por su flexibilidad.

Los desafíos mencionados—inversión, capacitación y estándares— son de naturaleza sistémica y están interrelacionados:

- Inversión: establecimiento de reglas claras sobre recuperación de costos, remuneración del capital y asignación de riesgos desalienta la participación privada.
- Capacitación: la transición hacia redes inteligentes y mercados descentralizados requiere nuevas capacidades técnicas, regulatorias y comerciales, tanto en el regulador como en los agentes.
- Estándares operativos y regulatorios: la inexistencia de estándares homogéneos genera riesgos de fragmentación tecnológica, fallas de interoperabilidad y conflictos contractuales.

Se propone avanzar hacia un esquema que combine:

- Certidumbre regulatoria: definición explícita de derechos y obligaciones de cada actor del Mercado a Término y del programa de modernización.
- Mecanismos de mitigación de riesgo: uso de instrumentos como contratos de largo plazo, esquemas de garantías, fondos de estabilización o cuentas escrow (cuentas de garantía, consiste en un mecanismo contractual y financiero de garantía mediante el cual los fondos asociados a una transacción se depositan en una cuenta administrada por un tercero neutral, y solo se liberan cuando se cumplen condiciones predefinidas en el contrato) para proyectos estratégicos.
- Reconocimiento tarifario de costos e inversiones eficientes: incorporación explícita, en los cuadros tarifarios, de inversiones en digitalización, AMI, automatización y gestión activa de la demanda.

Asimismo, resulta recomendable priorizar *proyectos piloto regulados*, que permitan validar modelos antes de su escalamiento.

La modernización del sector eléctrico no es únicamente tecnológica, sino también *organizacional y cultural*. En tal sentido, se propone:

- Programas de capacitación continua para la Oficina Regulatoria y del Mercado Eléctrico Provincial, orientados a mercados eléctricos modernos, regulación por incentivos, plataformas digitales entre otros aspectos.
- Capacitación específica para distribuidoras y nuevos agentes en materia de operación de redes inteligentes, gestión de datos y gestión de riesgos comerciales.
- Espacios institucionales de aprendizaje conjunto (mesas técnicas, Sandboxes Regulatorios), que permitan ajustar la normativa en forma dinámica.

Un aspecto crítico es la definición anticipada de estándares mínimos obligatorios, entre los que se destacan:

- Estándares de medición, comunicación e interoperabilidad (AMI, SCADA, plataformas RED).
- Protocolos de intercambio de información entre distribuidoras, comercializadores, agregadores y la Oficina Regulatoria y del Mercado Eléctrico Provincial.
- Reglas claras de liquidación, balance y asignación de responsabilidades en las Transacciones en el Mercado Minorista.

Estos estándares deberían plasmarse en *anexos técnicos reglamentarios*, actualizables periódicamente, evitando rigideces normativas en el texto legal principal.

6.8. MODIFICACIONES EN EL MARCO NORMATIVO E INSTITUCIONAL

La Provincia de Mendoza cuenta con un marco regulatorio establecido por la Ley 6497, complementado por leyes y resoluciones posteriores como la Ley 7549, la Ley 9084 y diversas resoluciones del Ente Provincial Regulador Eléctrico (EPRE). Este cuerpo normativo ha avanzado en la promoción de energías renovables y en la habilitación de usuarios generadores, pero aún presenta limitaciones para un desarrollo integral de redes eléctricas inteligentes (REI) y recursos energéticos distribuidos (RED) en un marco de competencia

La Ley 9084 representa un punto de inflexión, al establecer el Programa de Modernización del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, cuyo eje está en la regulación de los RED y la implementación de REI. Sin embargo, la operativización efectiva de esta ley requiere el desarrollo de normas complementarias, incentivos, definición clara de roles y una visión integral de largo plazo.

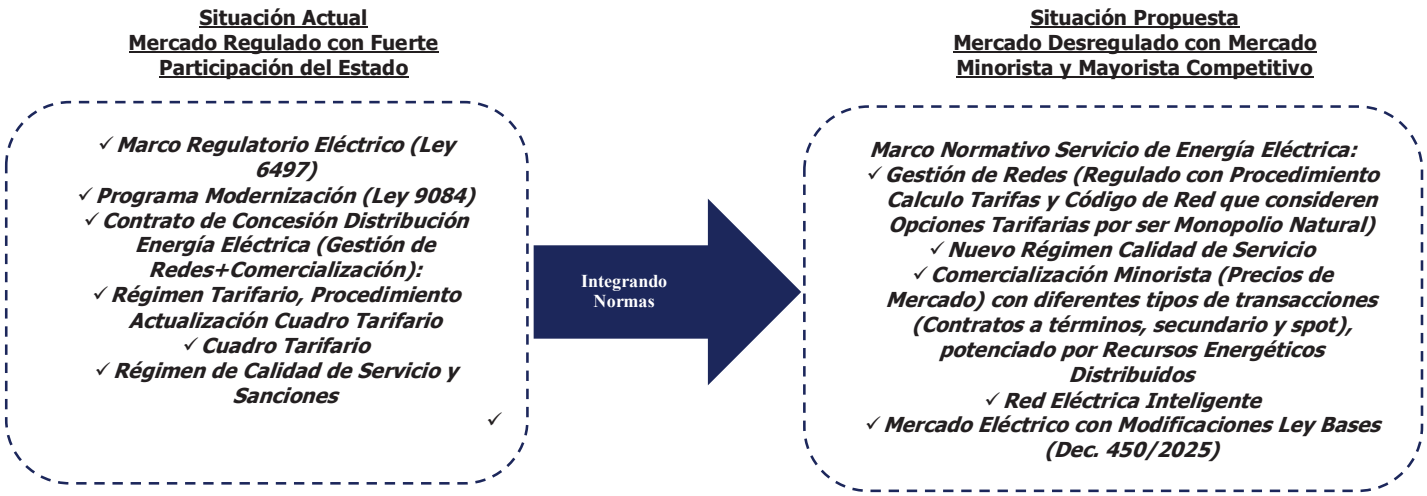
La propuesta es establecer un marco normativo que incentive el funcionamiento de un mercado eléctrico minorista (a nivel del segmento de distribución) en condiciones de competencia donde fuese posible, con el objetivo de minimizar el costo del servicio de energía eléctrica en la provincia de Mendoza.

En tal sentido, la normativa debe incentivar la inversión en *REI* y *RED* en Mendoza bajo condiciones de competencia, incluyendo los siguientes aspectos:

- Desarrollo de Inteligencia en el mercado eléctrico provincial tanto para la oferta como para la demanda.
- Separación del negocio en Gestión de Redes (Servicio de Distribución) y Comercialización de servicios energéticos bajo reglas de competencia (*Retail Competition*).
    - El operador de red/distribuidor, encargado de la infraestructura física, mantenimiento y operación.
    - Los comercializadores o proveedores de servicios energéticos, responsables de las transacciones comerciales con usuarios.
- Regulación basada en desempeño (*performance-based regulation*) para el segmento monopólico (gestión de redes): Premios o penalidades según el cumplimiento de metas de calidad, eficiencia, reducción de emisiones y habilitación de RED.
- Oficina Regulatoria y del Mercado Eléctrico Provincial (ORMEP): el Ente Regulador Eléctrico Provincial (EPRE) se transforma en la Oficina Regulatoria y del Mercado Eléctrico Provincial (ORMEP) cuyas funciones serán la de regulación del Servicio de Distribución y la Defensa de la Competencia en el mercado minorista de energía eléctrica en la Provincia de Mendoza.
- Opciones Tarifarias: Precios que reflejen señales horarias, estacionales y de congestión, promoviendo eficiencia en la administración de la demanda.

- Mercado Minorista de Mendoza (integrando transacciones en un mercado a término, secundario y spot): mercado en condiciones de competencia basado en un esquema de energía transaccional (*Transactive Energy* en inglés) vinculado con el Mercado Mayorista. Esto implica que múltiples agentes (usuarios/generadores, generadores virtuales, generadores, almacenadores, consumidores, agregadores, comercializadores) intercambien servicios de energía y flexibilidad en tiempo real, mediante contratos inteligentes y reglas automatizadas. El mercado debe contar con:
  - Estándares de comunicación e interoperabilidad.
  - Medición avanzada con resolución temporal adecuada.
  - Reglas de remuneración para las transacciones de servicios y energía.
  - Plataformas digitales seguras y abiertas.
- Esquemas de remuneración a los Recursos Energéticos Distribuidos: Reconocimiento económico a los agentes que eviten inversiones en infraestructura.

Los cambios propuestos se exponen en el siguiente esquema:



6.9. DEFINICIÓN HOJA DE RUTA

6.9.1. Introducción

Partiendo del objetivo de desarrollar un mercado minorista en la Provincia de Mendoza bajo condiciones de competencia donde sea posible y eficiencia técnico-económica fundamentado en la Descentralización, Digitalización Descarbonización y Desregulación,

que ***facilite las transacciones entre los agentes*** que participen en el mismo y lo planteado por la bibliografía en cuanto a que una red inteligente debe satisfacer las premisas de ser:

- *Flexible: la red inteligente debe diseñarse para satisfacer las necesidades de los clientes y, a la vez, poder responder a los cambios y desafíos que se avecinan.*
- *Accesible: La Red Inteligente debe poder dar acceso a la conexión a todos los usuarios de la red, especialmente para fuentes de energía renovables y generación local de alta eficiencia con cero o bajas emisiones de carbono.*
- *Confiable: la red inteligente debe tener la capacidad de garantizar y mejorar la seguridad y la calidad del suministro, en consonancia con las demandas de la era digital con resiliencia ante peligros e incertidumbres.*
- *Eficiencia Económica (principios de eficiencia asignativa, productiva, dinámica y sostenibilidad): la red inteligente debe poder proporcionar el mejor **valor** mediante la **innovación**, la gestión eficiente de la energía y la **competencia donde fuese posible**.*

(Powell, McCafferty-Leroux, Hilal, & Gadsden, 2024) analizan los cambios y las tendencias en relación con las redes inteligentes. Sumado a lo visto en los capítulos anteriores, de dicho trabajo podemos subrayar las siguientes:

- ✓ *Las redes inteligentes ofrecen soluciones innovadoras utilizando estructuras avanzadas de comunicación y computación (TIC).*
- ✓ *La integración de un flujo bidireccional de energía e información, sistemas inteligentes y fuentes de energía renovables, las redes inteligentes son la próxima generación de redes eléctricas, permitiendo la cooperación, la automatización y la eficiencia.*
- ✓ *Los sistemas inteligentes se utilizan para integrar tecnología en sistemas y procesos ya existentes y aumentar su eficiencia y automatización. Utilizan funciones integradas como detección, actuación y control para analizar situaciones y tomar decisiones predictivas y adaptativas.*

- ✓ ***Los sistemas inteligentes son capaces de aprender, razonar, controlar y percibirse a sí mismos y a su entorno, son capaces de autoorganizarse y proporcionar comunicación entre diversos elementos del sistema****, pueden percibir continuamente su entorno, lo que permite a los sistemas actualizar su conocimiento interno, que se utiliza para una toma de decisiones eficaz. Los sistemas inteligentes tienen diversas aplicaciones y ventajas, como mayor seguridad, interconectividad y funcionalidad. La integración de sistemas inteligentes a la red eléctrica actual permitirá soluciones a diversos problemas emergentes y una modernización continua en el futuro.*
- ✓ *Mientras que la red tradicional solo puede distribuir energía eléctrica, el Smart Grid puede tomar, comunicar y almacenar sus decisiones, lo que amplía la red actual y permite funciones cooperativas, reactivas y orgánicas. Incorpora numerosas características tecnológicas únicas y una mayor monitorización, lo que hace que el comportamiento tanto de los consumidores como de los proveedores sea más evidente y, por lo tanto, más fácil de comprender.*
- ✓ ***La Smart Grid es una red nueva y moderna que combina sistemas inteligentes con la red eléctrica actual****. Utiliza un flujo bidireccional de información y electricidad, creando un modo de suministro automatizado. Su objetivo es mejorar la gestión de la demanda, así como reforzar la protección fiable de la red mediante métodos de autorreparación. Combina múltiples dispositivos inteligentes bidireccionales (p. ej., sensores, actuadores y medidores) que proporcionarán monitorización, equilibrado y control en tiempo real en todo momento con alta precisión.*
- ✓ *Los medidores inteligentes son otro componente único de la red eléctrica que habilita la infraestructura de medición avanzada (AMI). Los medidores inteligentes recopilan datos cada minuto, mientras que los datos de medición antiguos se registraban cada hora o mes.* ***La incorporación de tecnología inteligente adicional en los hogares de los consumidores ampliará el control y la monitorización de múltiples dispositivos conectados a la red eléctrica****.*
- ✓ *La integración de la AMI implica diversas ventajas para la tecnología Smart Grid. Considerando la* ***respuesta a la demanda****, la AMI puede mejorar la aplicación de dichos programas, monitorizando el consumo energético en tiempo real.*

- ✓ *La respuesta a la demanda en el contexto de las redes eléctricas consiste en incentivar a los consumidores a reducir el consumo energético en toda la red para gestionar los recursos. De esta forma, las compañías eléctricas pueden notificar a los clientes para que reduzcan su consumo cuando la demanda energética sea relativamente alta, evitando cortes de energía y equilibrando las cargas. Los datos recopilados de fuentes de energía renovables (solar, eólica, etc.) pueden analizarse para gestionar eficazmente los recursos, ya que la energía generada a partir de estas fuentes por el distribuidor o el consumidor suele ser variable.*
- ✓ ***La participación del consumidor es una implicación adicional de la integración de AMI, donde se puede esperar una gestión remota y un servicio al cliente mejorado**.*
- ✓ *La detección del robo de energía también se facilita con AMI, donde los datos de consumo se pueden analizar para formular patrones y, por lo tanto, reconocer anomalías.*

La ***Hoja de Ruta*** constituye el instrumento estratégico central para transformar el sistema de distribución eléctrica de Mendoza desde un modelo regulado, pasivo y centralizado hacia un sistema digital, descentralizado, descarbonizado y competitivo**.**

La hoja de ruta propuesta en la tesis se apoya en tres principios rectores:

1. ***1.*** *Implementación escalonada*
2. ***2.*** *Coherencia entre regulación, tecnología y mercado*
3. ***3.*** *Captura efectiva de beneficios económicos y sociales*

Este enfoque se basa en un modelo evolutivo de transición, alineado con experiencias internacionales y con el marco legal mendocino (Leyes 6497 y 9084, Decreto 450/2025).

La Hoja de Ruta no es un plan tecnológico aislado, sino un programa integral de transformación del sistema eléctrico provincial que articula:

DIMENSIÓN	*ROL EN LA HOJA DE RUTA*
TECNOLÓGICA	Digitalización de la red, Infraestructura AMI, plataformas, automatización
REGULATORIA	Separación de funciones, reglas de mercado, incentivos
ECONÓMICA	Tarifas dinámicas, señales de inversión, reducción de costos
INSTITUCIONAL	Oficina Regulatoria y del Mercado Eléctrico Provincial como facilitador, Mesa de Trabajo, nuevos servicios y agentes
SOCIAL	Empoderamiento del consumidor, mayor acceso a energías limpias

El principio central es que *la red deja de ser solo infraestructura* y se transforma una *plataforma de mercado*.

6.9.2.Horizonte temporal y estructura

La hoja de ruta se establece para el período **2026–2036**, organizado en **tres fases** progresivas:

FASE	*PERIODO*	*LÓGICA*
FASE 1	2026–2028	Preparar, probar, regular
FASE 2	2028–2031	Escalar, coordinar, integrar
FASE 3	2031–2036	Competir, optimizar, transaccionar

Cada fase incorpora más inteligencia, más participación de agentes y más señales de mercado.

FASE 1 — Preparación y Pilotos (2026–2028)

Objetivo estructural

Crear las condiciones regulatorias, tecnológicas y de mercado para que exista un ecosistema mínimo funcional de red inteligente.

Componentes clave

1. Infraestructura mínima

- Pilotos de AMI (medidores inteligentes)
- Automatización básica de subestaciones

- Sistemas MDM (Meter Data Management)
- Integración con facturación

2. Marco normativo

- Reglamentación operativa de:
    - Comercialización
    - Recursos Energéticos Distribuidos
    - Agregadores
    - Generación Virtual
- Separación contable de:
    - Red
    - Energía
    - Servicios

3. Mercado mínimo viable

- Definición de:
    - Peajes
    - Costos de red
    - Metodología de asignación
- Diseño de reglas EM&V
- Portal público de datos

4. Gobernanza

- Mesa de Trabajo ampliada
- Oficina Regulatoria y del Mercado Eléctrico Provincial como facilitador de mercado

Esta fase reduce el riesgo, genera aprendizaje institucional y habilita inversión privada.

FASE 2 — Expansión y Coordinación (2028–2031)

Objetivo estructural

Transformar la red en una infraestructura de mercado y escalar la participación de *RED*.

Componentes clave

1. Escalamiento tecnológico

- AMI masivo
- Plataformas de datos y transacciones
- Integración DER:
  - Fotovoltaica
  - Almacenamiento
  - Microrredes

2. Mercado activo

- Integración con:
  - Gestión de demanda
  - Agregadores
  - CPP (Contratos Público-Privados)
- Servicios RED verificables:
  - Flexibilidad
  - Capacidad
  - Equilibrio

3. Tarifas y señales

- Introducción de:
  - Tarifas horarias

- Tarifas dinámicas
- Precios por congestión local

La red ya funciona como mercado y no solo como una red física distribución.

FASE 3 — Consolidación y Optimización (2031–2036)

Objetivo estructural

Lograr un sistema eléctrico plenamente transaccional y competitivo.

Componentes clave

1. Mercado maduro

- Mercado minorista
- Mercado secundario
- Mercado de flexibilidad
- Energía transaccional (P2P, GV, smart contracts)

2. Operación inteligente

- Inteligencia artificial
- Big data
- Ciberseguridad
- Optimización en tiempo real

3. Tarifas y Precios

- Tarifas dinámicas completas
- Cargos zonales por congestión
- Precios reflejando costos reales

En esta fase, **la eficiencia económica sustituye a la regulación tarifaria tradicional** donde fuese posible

6.9.3.Indicadores obligatorios de la Hoja de Ruta

Cada fase debe evaluarse mediante indicadores medibles:

DIMENSIÓN	***INDICADOR***
DIGITALIZACIÓN	% AMI
MERCADO	Cantidad de agentes RED
EFICIENCIA	Reducción de pérdidas
COMPETENCIA	Participación mercado minorista
ECONÓMICO	Evolución de precios y tarifas
AMBIENTAL	Penetración renovable

Estos indicadores permiten **ajustar la hoja de ruta dinámicamente**.

6.9.4.Sentido económico de la hoja de ruta

La hoja de ruta no es un gasto: es un mecanismo de reducción estructural de costos mediante:

- Menos pérdidas técnicas y comerciales
- Menos inversiones innecesarias en redes
- Más competencia
- Mejor utilización de activos
- Integración de energía barata renovable

Esto es consistente con la evolución de los drivers globales hacia optimización de activos y mercados energéticos inteligentes.

6.9.5.Conclusión operativa

La Hoja de Ruta 2026–2036 definida en la tesis convierte a Mendoza en:

Un mercado eléctrico local digitalizado, donde la red es una plataforma económica, y los usuarios son actores activos. No es sólo instalar infraestructura AMI, sino de rediseñar el sistema eléctrico.

6.9.6.Hoja de Ruta para Oficina Regulatoria y del Mercado Eléctrico Provincial

Implementación del Mercado Eléctrico Inteligente de Mendoza (2026–2036)

El rol de la *Oficina Regulatoria y del Mercado Eléctrico Provincial* deja de ser solo **regulador tarifario** y pasa a ser **arquitecto y facilitador del mercado inteligente.**

La Oficina Regulatoria y del Mercado Eléctrico Provincial debe regular cinco capas:

CAPA	***FUNCIÓN***
RED	Monopolio natural – regulación por incentivos
DATOS	Plataforma neutral
MERCADO	Reglas de transacción
SERVICIOS	Flexibilidad, almacenamiento, balance
USUARIOS	Protección y competencia

Esto implica pasar de una regulación de **tarifa** a una regulación de **ecosistema**.

Fase 1 – Marco habilitante (2026–2028)

INSTRUMENTO EPRE	***CONTENIDO***
REGLAMENTO RED	Ampliar RED, agregadores, GV
REGLAMENTO AMI	Estándares, interoperabilidad
SEPARACIÓN CONTABLE	Red / energía / servicios
PROTOCOLO EM&V	Medición de flexibilidad
REGLAMENTO COMERCIALIZACIÓN	Switching, liquidación, acuerdos
PORTAL DE DATOS	Acceso neutral

Objetivo: **crear el mercado legalmente posible**.

Fase 2 – Mercado operativo (2028–2031)

INSTRUMENTO	***FUNCIÓN***
REGLAMENTO MERCADO LOCAL	Energía y servicios
REGLAMENTO MICRORREDES	Islas, backup, resiliencia
TARIFAS DINÁMICAS	Horarias, por congestión
REGLAS AGREGADORES, GENERACIÓN VIRTUAL	Participación mayorista
CPP RED	Inversión privada en red

Objetivo: **que la red se comporte como un mercado**.

Fase 3 – Mercado pleno (2031–2036)

INSTRUMENTO	***FUNCIÓN***
REGLAMENTO MERCADO SECUNDARIO	Trading de contratos
MERCADO DE FLEXIBILIDAD	Servicios de capacidad
VPP Y ENERGÍA TRANSACCIONAL	P2P, smart contracts
REDUCCIÓN DE REGULACIÓN TARIFARIA	Precios por mercado
CARGOS ZONALES	Señales locacionales

Objetivo: **sustituir regulación por competencia**.

6.9.7.Resumen

A partir del diagnóstico y los conceptos desarrollados desde el punto de vista institucional, tecnológico y económico en los capítulos anteriores y de acuerdo con los objetivos del presente trabajo, la *Hoja de Ruta* se concibe como el instrumento que permite abordar una visión que integra diferentes grados de "inteligencia" tanto tecnológica como comercial, es decir a través de la red de distribución como en las transacciones entre los agentes en el mercado mayorista y minorista de servicios energéticos en condiciones de competencia donde fuera posible. Bajo esta premisa, se propone adoptar una ***hoja de ruta por etapas***, que surja del ***acuerdo*** entre los actores del mercado representados en la Mesa de Trabajo coordinados y organizados por la Oficina Regulatoria y del Mercado Eléctrico Provincial. Asi la *Hoja de Ruta* contempla:

1. ***Fase inicial***: reglamentación básica, pilotos controlados y fortalecimiento institucional.
2. ***Fase de consolidación***: expansión del Mercado Minorista y sus vínculos con el Mercado Mayorista, mayor incorporación de Agentes del de *RED,* implementación de red inteligente.
3. ***Fase avanzada (red eléctrica integral)****:* competencia minorista donde sea posible, generación virtual y servicios de flexibilidad plenamente integrados.

Este enfoque escalonado reduce los riesgos asociados a la adopción tecnológica y mejora la consistencia entre las inversiones y la captura efectiva de beneficios y alinea los objetivos de sostenibilidad, eficiencia económica y calidad de servicio.

En síntesis, Mendoza cuenta con un marco legal habilitante y alineado con la política energética nacional, pero enfrenta el desafío de transformar esa base normativa en resultados. Ello exige pasar a una etapa de implementación activa, basada en reglas claras, capacidades institucionales fortalecidas y estándares técnicos robustos. La clave no reside únicamente en promover nuevas tecnologías, sino en diseñar un ecosistema regulatorio que haga viable, previsible y sostenible su adopción.

En ese sentido, la integración de las leyes 6497 y 9084 establecerán un marco normativo estable que permitirá la ejecución de políticas que promuevan la integración de recursos distribuidos, tecnologías inteligentes y un mercado minorista en un marco de condiciones competitivas en concordancia con las reglas de juego definidas en el Decreto 450/2025. La hoja de ruta propone una implementación escalonada con resultados tangibles en el corto, mediano y largo plazo.

La *Hoja de Ruta* se plantea para el período *2026–2036*, articulada en tres fases, que considera la progresiva adopción de tecnologías inteligentes, reformas regulatorias y de mercado, formación de capacidades locales y diseño de mercados descentralizados.

Cuadro XV. DEFINICIÓN DE LA HOJA DE RUTA PARA EL PERIODO 2025-2036.

Etapa	Periodo	Objetivos Principales
Fase 1: Preparación y Pilotos	2026–2028	✎ Implementar proyectos piloto de medición avanzada y automatización utilizando experiencias internacionales, nacionales y provinciales ✎ Desarrollar estándares y normativas técnicas. ✎ Diseñar incentivos económicos y regulatorios iniciales. ✎ Definición de la Comercialización. ✎ Desagregación de costos y marco de asignación. ✎ Especificaciones AMI/MDM/billing. ✎ Protocolo EM&V. ✎ Implementación portal de datos y campaña de comunicación.
Fase 2: Expansión y Coordinación	2028–2031	✎ Incorporación de mayor "inteligencia". ✎ Escalar la infraestructura de medición inteligente. ✎ Establecer plataformas digitales para la gestión de datos y transacciones. ✎ Mayor incorporación de RED y fomentar microrredes. ✎ *CPP* para segmentos aptos. ✎ Integración con programas de Gestión de la Demanda y Agregadores, ✎ Reglas *RED*: servicios verificables.
Fase 3: Consolidación y Optimización (Red Eléctrica Integral)	2031–2036	✎ Mayor Elección para los consumidores. ✎ Consolidar la operación del mercado minorista incluyendo mercados secundarios y de flexibilidad. ✎ Implementar modelos de energía transaccional. ✎ Optimizar la operación mediante inteligencia artificial, big data y ciberseguridad. ✎ Precios dinámicos. ✎ Cargos zonales por congestión (si hay evidencia y trazabilidad),



Cada fase deberá incluir indicadores de seguimiento: penetración de medidores inteligentes, costos y beneficios de incorporar inteligencia, cantidad de agentes del régimen de recursos de energía distribuida, reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, participación en el mercado a minorista, precios y tarifas resultantes, entre otros.

6.10. ENFOQUES PARA SEGUIMIENTO Y AJUSTES DE LA HOJA DE RUTA[20]

El seguimiento debe realizarse a través de la Mesa de Trabajo (coordinada por el regulador que cumplirá la función de facilitador promoviendo la competencia y la eficiencia) definida en la Ley 9084 y ampliando su composición y alcance al integrar la normativa definida anteriormente (Leyes 6497 y 9084), a los efectos de revisar los avances anualmente y proponer ajustes según:

- Cambios tecnológicos (emergencia de nuevas herramientas o modelos).
- Lecciones aprendidas en fases piloto.
- Evaluación de impacto económico y social.
- Revisión de los marcos regulatorios a partir de la experiencia práctica.

Se propone ampliar la Mesa de Trabajo de la Ley 9084 para realizar el seguimiento y ajuste a la hoja de ruta integrándose de la siguiente forma:

- Autoridad de Aplicación.
- Oficina Regulatoria y del Mercado Eléctrico Provincial.
- Agentes del mercado eléctrico provincial.
- Instituciones académicas y de investigación.
- Proveedores de tecnología e innovación.
- Profesionales Expertos.

Los resultados obtenidos a partir del análisis desarrollado en esta tesis se organizan en cuatro niveles: técnico, regulatorio, institucional y estratégico. A través del diagnóstico del sistema eléctrico provincial y del estudio comparativo con experiencias internacionales, se

[20] *Para mayor detalle ver trabajo, Lic. Ángel Garay y Lic. Andrés Eluani, Medición Inteligente en un Contexto de Red Eléctrica Inteligente, Capitulo VIII Mayo 2022.*

identificaron elementos clave para una implementación efectiva de redes eléctricas inteligentes en la Provincia de Mendoza.

1. Diagnóstico del Estado Actual

Análisis y diagnóstico de la actual red distribución eléctrica en Mendoza.

La generación distribuida y el almacenamiento energético tienen una presencia marginal, condicionada por factores normativos y económicos.

Las plataformas de gestión de datos, medición avanzada (AMI) y tarifas dinámicas aún no se encuentran plenamente desarrolladas.

2. Identificación de Condiciones Necesarias para la Transición

La transición hacia redes inteligentes requiere la incorporación de tecnologías clave como: sensores, automatización, medidores inteligentes, redes de comunicación robustas, inteligencia artificial, y plataformas de comercialización digital.

A nivel regulatorio, se observó la necesidad de adaptar el marco vigente mediante mecanismos de incentivo claros, separación de actividades y reglas de mercado minorista que habiliten la participación de nuevos agentes, en un contexto establecido por el Decreto 450/2025.

3. Análisis de Escenarios de Implementación

Continuando con los escenarios planteados en el capítulo anterior, se requiere que la Mesa de Trabajo (coordinada por la Oficina Regulatoria y del Mercado Eléctrico Provincial) luego de un estudio pormenorizado identifique el nivel de inversiones, los costos asociados y los beneficios que genera en el largo plazo en términos de eficiencia, confiabilidad, sostenibilidad y participación activa de los usuarios.

A los efectos de abordar el análisis la propuesta metodológica integral para abordar lo expresado en el párrafo anterior, estará orientada a dotar a la Mesa de Trabajo de una

herramienta objetiva, transparente y replicable que permita evaluar escenarios, cuantificar impactos y sustentar decisiones regulatorias y de política pública.

1. Objetivo de la metodología

El objetivo central es identificar, evaluar y comparar escenarios de modernización del sistema eléctrico, determinando para cada uno de ellos:

- El nivel de inversiones requeridas.
- Los costos totales asociados (CAPEX y OPEX).
- Los beneficios económicos, técnicos, ambientales y sociales en el largo plazo.
- Su impacto sobre la eficiencia, confiabilidad, sostenibilidad y participación activa de los usuarios.

La metodología propuesta busca servir como base para:

- Definiciones regulatorias.
- Priorización de proyectos.
- Diseño de instrumentos económicos y normativos.
- Validación de pilotos y escalamiento progresivo.

2. Enfoque metodológico general

Se propone un enfoque de análisis multicriterio y multiescenario, estructurado en cinco etapas secuenciales e iterativas:

1. Definición de escenarios.
2. Identificación, Cuantificación y Valorización de inversiones.
3. Identificación, Cuantificación y Valorización de costos.
4. Identificación, Cuantificación y Valorización de beneficios.
5. Cálculos de indicadores como VAN, TIR y Análisis de Sensibilidad. Análisis comparativo y recomendaciones.

Este enfoque permite capturar la complejidad técnica y económica del sistema eléctrico, evitando evaluaciones parciales o exclusivamente financieras.

3. Etapa I: Definición de escenarios

3.1 Construcción de escenarios

La Mesa de Trabajo deberá definir un conjunto acotado pero representativo de escenarios, definidos on anterioridad:

- Escenario Base (tendencial): continuidad del esquema actual con mejoras mínimas.
- Escenario Intermedio: modernización parcial (AMI selectivo, RED limitados, pilotos de gestión de demanda).
- Escenario Avanzado: red inteligente integral, Mercado minorista plenamente operativo, agregadores, generación virtual y participación activa del usuario.

3.2 Variables consideradas

Cada escenario deberá caracterizarse a partir de variables clave, tales como:

- Nivel de penetración de tecnologías (AMI, automatización, DER).
- Grado de apertura del mercado y nuevos actores.
- Rol del usuario (pasivo vs. activo).
- Horizonte temporal de implementación.

4. Etapa II: Identificación, Cuantificación y Valorización de inversiones

4.1 Identificación de componentes de inversión

Para cada escenario se deberán identificar, como mínimo:

- Inversiones en infraestructura física (redes, equipamiento).
- Inversiones en tecnología y digitalización (medición, comunicaciones, plataformas).
- Inversiones en sistemas de información, operación y control.
- Inversiones institucionales (capacitación, fortalecimiento regulatorio).

4.2 Horizonte y ritmo de inversión

Las inversiones deberán proyectarse en un horizonte de mediano y largo plazo (5-10–20 años), definiendo:

- Cronograma de ejecución.
- Curva de desembolsos.
- Responsables de inversión (distribuidor, terceros, usuarios, Estado).

5. Etapa III: Identificación, Cuantificación y Valorización de Costos

5.1 Costos directos

Se deberán estimar:

- CAPEX: inversión inicial y reposiciones.
- OPEX: operación, mantenimiento, sistemas, gestión de datos y costos administrativos.

5.2 Costos indirectos y de transición

Adicionalmente, se deberán considerar:

- Costos de adaptación normativa.
- Costos de implementación gradual (convivencia de sistemas).
- Costos de aprendizaje y capacitación.

La metodología deberá distinguir claramente entre costos incrementales respecto del escenario base y costos estructurales.

6. Etapa IV: Identificación, Cuantificación y Valorización de Beneficios

6.1 Dimensiones de análisis de beneficios

Los beneficios deberán evaluarse en cuatro dimensiones principales:

a) Eficiencia

- Reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.
- Optimización de inversiones en red.
- Mejora en la asignación de recursos energéticos.

b) Confiabilidad y calidad de servicio

- Reducción de duración y frecuencia de interrupciones.
- Mayor resiliencia ante eventos extremos.
- Mejora en indicadores de calidad (Técnico y de producto).

c) Sostenibilidad ambiental

- Reducción de emisiones de GEI.
- Mayor integración de energías renovables.
- Menor necesidad de generación térmica de respaldo.

d) Participación activa de los usuarios

- Incorporación de generación distribuida.
- Respuesta de la demanda y gestión activa del consumo.
- Desarrollo de nuevos servicios energéticos.

6.2 Monetización y métricas

Cuando sea posible, los beneficios deberán:

- Monetizarse (ahorros, costos evitados, ingresos adicionales).
- Complementarse con indicadores físicos y cualitativos.
- Evaluarse en términos de valor presente, sin perder de vista beneficios no monetizables.

7. Etapa V: Cálculos de indicadores como VAN, TIR y Análisis de Sensibilidad. Análisis comparativo y recomendaciones.

7.1 Herramientas de evaluación

Se propone utilizar:

- Valor Actual Neto (VAN).
- Tasa Interna de Retorno (TIR).
- Sensibilidad ante variables críticas (precios, demanda, tecnología).

7.2 Rol de la Mesa de Trabajo

La Mesa de Trabajo deberá:

- Validar supuestos.
- Definir ponderaciones de criterios.
- Identificar trade-offs entre escenarios.
- Formular recomendaciones técnicas y regulatorias.

8. Resultados esperados de la metodología

La aplicación de esta propuesta metodológica permitirá:

- Contar con una base técnica sólida para la toma de decisiones.
- Priorizar inversiones de mayor impacto sistémico.
- Diseñar regulaciones graduales y adaptativas.
- Justificar, de manera transparente, los beneficios de la modernización frente a sus costos.

- ***La clave de la metodología no reside únicamente en el cálculo técnico - económico, sino en su capacidad para integrar visión de largo plazo, criterios regulatorios, de mercado y participación de actores, permitiendo que la modernización del sistema eléctrico sea técnicamente viable, económicamente eficiente y aprobada socialmente.***
- ***El Eje integrador es Mercado minorista + Red inteligente. El concepto clave no es solo "Red Inteligente", sino Red Inteligente como infraestructura de un mercado minorista competitivo.***
- ***La tesis no es tecnológica, es económico-institucional apoyada en tecnología.***
- ***Mendoza tiene la base legal y tecnológica para evolucionar desde una red pasiva y regulada hacia un mercado minorista inteligente, y ello requiere una Hoja de Ruta Regulatoria, Tecnológica y Económica cuyos principios son: Descentralización, Descarbonización, Digitalización y Desregulación.***

CONCLUSIONES Y DISCUSIÓN

La presente tesis desarrolló una Hoja de Ruta para la implementación de redes eléctricas inteligentes orientada a habilitar un mercado minorista de energía eléctrica bajo condiciones de competencia en la Provincia de Mendoza. El propósito fue contribuir a la transformación del sistema eléctrico provincial hacia un modelo más descentralizado, digitalizado y descarbonizado, con mayor participación de los usuarios finales y con señales económicas más eficientes.

A partir del análisis teórico, normativo, técnico y económico realizado, pueden extraerse las siguientes conclusiones principales:

En primer lugar, la modernización del sistema eléctrico resulta una necesidad ineludible. La red de distribución actual no se encuentra preparada para integrar de forma masiva recursos energéticos distribuidos ni para sostener un mercado minorista dinámico y eficiente. La transición hacia una red eléctrica inteligente se presenta como condición necesaria para mejorar la confiabilidad del sistema, reducir pérdidas, habilitar nuevos modelos de negocio y promover una participación activa de los usuarios en la gestión de la energía.

En segundo término, el marco normativo de Mendoza es propicio, pero requiere ajustes operativos y económicos. La Ley Nº 9084 constituye un instrumento avanzado al reconocer explícitamente el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes y de los recursos energéticos distribuidos. Sin embargo, su implementación efectiva aún es incipiente y debe articularse con el Marco Regulatorio Eléctrico Provincial (Ley Nº 6.497). Ello exige actualizar normas, redefinir esquemas tarifarios, diseñar mecanismos de incentivos y fortalecer las capacidades técnicas de los actores regulatorios y operativos, de modo de viabilizar un entorno de competencia minorista.

En tercer lugar, la experiencia internacional ofrece modelos relevantes, pero no transferibles de manera automática. Los casos de Estados Unidos, la Unión Europea y distintos países de América Latina muestran trayectorias diversas hacia las redes inteligentes y los mercados energéticos digitales. La aplicación en Mendoza debe necesariamente adaptarse a su realidad institucional, económica, tecnológica y social. La Hoja de Ruta propuesta cumple

precisamente esa función: traducir las buenas prácticas internacionales a un diseño compatible con el contexto provincial.

En este marco, la Hoja de Ruta constituye el instrumento integrador que articula las dimensiones tecnológicas, regulatorias y económicas del proceso de transformación, estableciendo una secuencia realista de implementación que permite capturar los beneficios de la innovación sin comprometer la estabilidad del sistema ni la protección de los usuarios.

Limitaciones del estudio

La Hoja de Ruta propuesta constituye un instrumento integrador orientado a guiar la transformación del sistema eléctrico de la Provincia de Mendoza hacia un modelo progresivamente más descentralizado, digitalizado y abierto a esquemas de competencia minorista. No obstante, corresponde explicitar las limitaciones de alcance de la presente investigación, a fin de delimitar con precisión el objeto de estudio y las dimensiones que exceden sus objetivos específicos.

En primer lugar, el trabajo no desarrolla una modelación eléctrica de flujos asociada a la incorporación de nuevas tecnologías en la red de distribución. Si bien se reconoce que la infraestructura eléctrica actual requiere procesos de actualización y modernización para integrar de manera masiva recursos energéticos distribuidos, sistemas de medición inteligente, automatización y nuevas modalidades de gestión de la demanda, el análisis técnico detallado de los flujos eléctricos, niveles de tensión, congestiones, pérdidas o restricciones operativas excede el alcance de esta propuesta.

En segundo lugar, la investigación no realiza una cuantificación exhaustiva de los costos de capital ni de los costos operativos —CAPEX y OPEX— correspondientes a la infraestructura requerida para la implementación integral de la red eléctrica inteligente. Aunque se plantea una secuencia gradual y técnicamente razonable de implementación, orientada a capturar los beneficios de la innovación tecnológica y regulatoria, la estimación detallada de inversiones, costos de operación, mantenimiento y reposición deberá ser abordada en etapas posteriores de evaluación técnico-económica específica.

Asimismo, en lo referido al diseño de mercado y a los incentivos económicos, el modelo propuesto no simula la aplicación de tarifas dinámicas en el sistema minorista. En forma vinculada, tampoco se estiman las elasticidades de la demanda frente a las señales económicas eficientes que se procura introducir mediante la modernización regulatoria. En consecuencia, el análisis se concentra en la formulación conceptual, normativa e institucional de los mecanismos propuestos, sin avanzar sobre una simulación cuantitativa del comportamiento de los usuarios ante distintos esquemas tarifarios.

Finalmente, como derivación de las limitaciones previamente señaladas, el estudio no evalúa de manera integral los impactos distributivos que la transición hacia un nuevo modelo eléctrico podría generar sobre los usuarios finales de la Provincia de Mendoza. Por lo tanto, el análisis detallado de la equidad, la asequibilidad tarifaria y los efectos socioeconómicos diferenciados entre categorías de consumidores queda delimitado como una línea relevante de investigación futura.

A. SOLUCIONES AL PROBLEMA PLANTEADO

El análisis desarrollado permitió identificar los principales obstáculos y oportunidades para la implementación de una red eléctrica inteligente en la Provincia de Mendoza. En respuesta, se proponen soluciones estructuradas en torno a cinco ejes estratégicos complementarios:

1. *Fortalecimiento del marco regulatorio y de los mecanismos de mercado*. Se plantea la integración efectiva de las Leyes N.º 6.497 y 9.084 y reglamentaciones específicas sobre generación distribuida, almacenamiento, infraestructura de medición avanzada, plataformas de comercialización digital y libre elección del proveedor. Asimismo, se propone el diseño de incentivos económicos —tarifas dinámicas, pagos por servicios de flexibilidad entre otros aspectos— y la separación funcional entre la operación de la red y la comercialización, para promover competencia y eficiencia.
2. *Desarrollo de infraestructura tecnológica*. La transformación propuesta requiere el despliegue progresivo de infraestructura de medición avanzada (AMI) en todo

el territorio provincial, la automatización de la red de distribución mediante sensores, SCADA y control remoto, y la adopción de estándares de interoperabilidad y ciberseguridad que aseguren una operación segura y confiable.

3. *Creación de un mercado minorista*. Se propone el diseño del Mercado Minorista Mendoza, basado en plataformas digitales que permitan la contratación de energía y servicios entre usuarios, generadores distribuidos, comercializadores, almacenadores y agregadores. Este mercado evolucionaría hacia un modelo de energía transactiva, apoyado en tecnologías como blockchain e Internet de las Cosas, facilitando intercambios en tiempo real y una mayor eficiencia asignativa.
4. *Desarrollo de capacidades institucionales y de recursos humanos*. La transformación exige capacitación técnica de la Oficina Regulatoria y del Mercado Eléctrico Provincial, operadores y decisores públicos, la creación de unidades especializadas dentro de dicha Oficina, y el establecimiento de alianzas con universidades, centros de investigación y el sector privado para impulsar innovación y transferencia tecnológica, el funcionamiento activo de la Mesa de Trabajo ampliada.
5. *Implementación de la Hoja de Ruta*. Finalmente, se propone ejecutar el plan estratégico 2026–2036 a través de las fases definidas, con revisiones periódicas y mecanismos de ajuste, apoyados en indicadores técnicos, económicos, ambientales y sociales que permitan monitorear el desempeño y asegurar transparencia y mejora continua.

B. DEBATE A FUTURO Y LINEAS A INVESTIGAR

La transición hacia una red eléctrica inteligente en Mendoza no constituye un modelo cerrado ni un punto de llegada definitivo, sino un proceso evolutivo influido por cambios tecnológicos, económicos, sociales y regulatorios. En este contexto, se abren diversas líneas de reflexión y de investigación futura.

Una primera línea se vincula con la gobernanza del nuevo ecosistema eléctrico, caracterizado por la coexistencia de usuarios activos, generadores virtuales, almacenadores, comercializadores, agregadores y plataformas digitales. Este escenario plantea interrogantes sobre la coordinación entre actores, la adaptación de las reglas de juego y la necesidad de estructuras institucionales más flexibles y dinámicas.

Una segunda línea refiere a la evaluación ambiental integral de las redes inteligentes. Si bien estas tecnologías facilitan la integración de energías renovables, también generan impactos asociados a la producción de equipos, el uso de materiales críticos y la gestión de residuos electrónicos. Resulta necesario desarrollar estudios de ciclo de vida, modelos de economía circular y estrategias de reciclaje y reutilización de infraestructura.

Una tercera línea se relaciona con la innovación tecnológica y la ciberseguridad. El uso creciente de inteligencia artificial, big data, blockchain e Internet de las Cosas en el sistema eléctrico abre oportunidades relevantes, pero también introduce riesgos vinculados a la protección de datos, la resiliencia frente a ataques y la confiabilidad de los algoritmos de control. Abordar estos desafíos requiere enfoques interdisciplinarios que integren ingeniería, derecho, economía y políticas públicas.

En conjunto, estas líneas de investigación confirman que la red eléctrica inteligente no debe entenderse como un estado final, sino como un proceso dinámico de innovación institucional, tecnológica y económica, que deberá ser permanentemente actualizado para sostener los objetivos de eficiencia, sostenibilidad y bienestar social que fundamentan la presente tesis.

Reflexión Final

La red eléctrica inteligente no debe ser vista solo como una solución tecnológica, sino como un vehículo para transformar el sistema eléctrico en clave de sostenibilidad, resiliencia y participación ciudadana. La capacidad de Mendoza para liderar esta transición dependerá de su compromiso con la innovación, la planificación estratégica y la cooperación entre sectores.

BIBLIOGRAFÍA

Ariño Ortiz, G. (2020). *La transición energética en el sector eléctrico: líneas de evolución del sistema, de las empresas, de la regulación y de los mercados.* Madrid: Thomson Reuters Aranzadi.

Bastos, C., & Abdala, M. (1993.). *Reforma y regulación del sector eléctrico argentino.* Buenos Aires: Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL).

Boreinstein, S., & Rosenfeld, M. (2002). *Dynamic Pricing, Advanced Metering, and Demand Response in Electricity Markets.*

Bush, S. (2014). *Smart Grid: Communication-Enabled Intelligence for the Electric Power Grid.* Wiley-IEEE Press.

Chen-Ching, L., McArthur, S., & Seung-Jae, L. (2016). *Smart Grid Handbook.* 3 Volume Set 1st Edition.

Council, T. G. (2019). *GridWise Transactive Energy Framework.*

Farhangi, H. (2014). The Path of the Smart Grid. IEE Power and Energy Magazine, 8(1), 18-28.

Frontier Economics, L. (2012). *A framework for the evaluation of smart gris.* London.

Garay, A., & Eluani, A. (2022). *Medición Inteligente en un contexto de Red Inteligente.* Mendoza.

Gellings., C. W. (2014.). *The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response.* CRC Press.

Green, R., & Webb. (2016). Smart grid and renewable integration. *Energy Policy Journal*, 12–20.

Harrison, H., Hampton, J., & Others, &. (2022). *Smart Energy Consumers: The Digital Transformation of Power Systems.* Springer.

International Smart Grid Action Network. (2021). *Drivers and Technologies of Smart Grids: Comparative Analysis 2014–2020.* OECD/IEA.

Joskow, P. (2012). Creating a Smarter U.S. Electricity Grid. *Journal of Economic Perspectives*, 29–48.

Littlechild, S. (2025). Regulate for the people, not just the governmen.

Madonalds, J. D., & Thomas, M. S. (2015). *Power System SCADA and Smart Grids.*

Madureira, M. (16 de Diciembre de 2025). El rol del Distribuidor en un entorno de generación distribuida.

Misra, S., & Bera, S. (2018). *Smart Grids: Technology and Applications.* Wiley.

Moneta, D., & Giuseppe, M. (2016). *Factors Influencing Adoption of Smart Meters, Smart Grid Handbook.*

Navajas, F., Urbiztondo, S., & Brichetti, J. (2023). Lineamientos para una reforma regulatoria en energía a partir de diciembre 2023: gas natural y electricidad. *Documento de Trabajo No 131*.

Nouredine , H., & Sabonnaiere, J.-C. (2012). *Smart Grids.*

Perez-Arriaga, I., Jemkins, J. D., & Batlle, C. (2017). *A regulatory framework for an evolving electricity sector: Highlights of the MIT utility of the future study.*

Pollit, M. G., & Weiller, C. G. (2016). *Platform Markets and Energy Services in Smart Grid Handbook.* 3 Volume, 2016.

Pollitt, M. (2016). *The Socio-Economics of the Smart Grid – An Introduction, Smart Grid Handbook.*

Powell, J., McCafferty-Leroux, A., Hilal, W., & Gadsden, S. A. (2024). Smart grids: A comprehensive survey of challenges, industry applications. *Energy Reports*, Energy Reports 11 (2024) 5760–5785.

Robinson, D. (2019). *Prices Behind the Meter: efficient economic signals to support decarbonization.* Oxford Institute for Energy Studies.

Rodríguez-Molina, J., Martínez-Nuñez, M., & Pérez-Aguiar, W. (2014). *Business Models in the Smart Grid: Challenges, Opportunities and Proposals for Prosumer Profitability.*

Salman, S. K. (2017). *Smart Grids: Fundamentals and Technologies in Electricity Networks.* Wiley.

Samper, M. (2021). *Tecnologías de Componentes de la Red Eléctrica Inteligente – AMI.* San Juan: Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan – CONICET.

Schumpeter, J. A. (1943). *Capitalism, Socialism and Democracy.* London and New York: Routledge.

Sioshansi, F. (2011). *Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy.* Academic Press.

Sledzik, K. (2013). Schumpeter's View on Innovation and Entrepreneurship. *SSRN Electronic Journal*.

Strielkowski., W. (2020). Social Impacts of Smart Grids. *Energies*, 2825.

Sumper, A. (2018). *Micro and Local Power Markets.* Academic Press.

Weiller, C. M. (2013). Platform Markets and Electricity Systems. *Energy Policy* , 1472–1482.

Zarakas, W. P. (2017). *Two-Sided Markets and the Utility of the Future - How Services and Transactions can Shape the Utility Platform.*