ESPECIALIZACIÓN EN ENERGÍA ELÉCTRICA

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Incorporación de infraestructura avanzada de medición. Posibilidades y beneficios para distribuidoras de energía eléctrica.

Autor: Ing. Cristian R. Cellino

Director: Dr. Ing. Rodrigo M. Schierloh

Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional Santa Fe

Fecha: julio de 2025

Agradecimientos

A mi esposa Marina, por el apoyo incondicional en todos los proyectos de mi vida.

A mi director y entrañable amigo Rodrigo, por su tutoría y guía en este desafío.

A mis compañeros Ariel Lell y Gastón Lemole, quienes fueron fundamentales para mí en el transcurso de la carrera; de ellos aprendí numerosos conocimientos derivados de sus experiencias.

Resumen

Desde los inicios de los sistemas eléctricos (SE), la medición de energía consumida por los usuarios ha sido efectuada de la misma manera, utilizando un medidor electrónico o electromecánico, emplazado en la propiedad del cliente, que debe ser visitado periódicamente por el personal de la empresa de servicios. Hasta hace pocos años, este procedimiento de lectura y análisis de datos había mostrado pocos avances, limitándose a mejoras en la precisión metrológica del contador y a herramientas para facilitar la recolección manual de las lecturas.

Los desarrollos tecnológicos actuales, particularmente de las comunicaciones, han permitido que nuevos sistemas de medición incursionen en la industria de la distribución y comercialización de energía eléctrica. Estos sistemas incorporan herramientas orientadas a la gestión del suministro y del sistema eléctrico en general, y sientan sus bases en nuevos dispositivos de medición de energía, conocidos como medidores inteligentes (MIs). Los MIs pueden medir diferentes variables eléctricas y comerciales, e incluyen módulos de comunicación bidireccionales para la interacción en tiempo real entre el medidor y la empresa de servicios, y esta, a su vez, con el usuario. Su utilización, en combinación con elementos de comunicación, bases de datos y plataformas de operación, componen un sistema de medición denominado “Infraestructura de Medición Avanzada” (*Advanced Metering Infrastructure*, AMI).

En este contexto, el presente trabajo busca resumir los aspectos técnicos más relevantes de la medición inteligente, así como el impacto y las oportunidades que la incorporación de estos sistemas pueden generar tanto en distribuidoras de energía como en usuarios y en la conformación de las Redes Eléctricas Inteligentes (REIs). Además, se abordan los desafíos que surgen de la adopción de AMI, tales como el rol activo que tienen los usuarios, la imagen que adquieran las distribuidoras y la necesidad de adaptar las normativas a los nuevos esquemas. Se propone también una metodología para la implementación de medición inteligente diseñada desde la perspectiva de una empresa de energía que comienza a incursionar en la adopción de esta tecnología. Finalmente, se presenta un caso de aplicación de esta metodología que actualmente está llevando adelante el autor de este texto en la distribuidora Energía de Entre Ríos S.A (ENERSA). Se espera que el trabajo pueda servir como guía práctica para que distribuidoras de energía inicien el proceso de integración de estos sistemas.

Abreviaturas

AMI	*Advanced Metering Infrastructure*, Infraestructura de Medición Avanzada
AMM	*Advanced Metering Management*, Administrador de Medición Avanzada.
AMR	*Automatic Meter Reading*, Lectura Automática del Medidor.
ENERSA	Energía de Entre Ríos S.A.
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
ESPEE	Empresa de Servicio Público de Energía Eléctrica
GD	Generación Distribuida
MIs	Medidores inteligentes
PLC	*Power line communication*, comunicación por línea eléctrica.
REIs	Redes Eléctricas Inteligentes
RF	Radiofrecuencia
SE	Sistema eléctrico
SET	Subestación transformadora
UE	Unión Europea
BT	Baja Tensión

Índice general

1 INTRODUCCIÓN 1-8

1.1 ANTECEDENTES REGIONALES Y MUNDIALES 1-10

1.2 OBJETIVO GENERAL Y OBJETIVOS PARTICULARES 1-13

1.3 ESTRUCTURA Y CONTRIBUCIONES DEL TRABAJO 1-13

2 ESTADO DEL ARTE 2-16

2.1 EL PARADIGMA DE LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES 2-16

2.2 MEDICIÓN INTELIGENTE 2-19

2.2.1 Evolución de la medición inteligente 2-19

3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA AMI 3-22

3.1 MEDIDORES INTELIGENTES 3-23

3.2 RED DE COMUNICACIONES 3-28

3.2.1 Tecnología celular (GSM, GPRS, 3G, 4G LTE) 3-29

3.2.2 Radiofrecuencias (RF) 3-29

3.2.3 Power Line Communication (PLC) 3-30

3.2.4 Infraestructura de red para comunicaciones PLC y RF Mesh 3-30

3.2.5 Protocolos existentes 3-31

3.3 SISTEMAS DE GESTIÓN DE DATOS 3-33

4 BENEFICIOS Y OPORTUNIDADES DE LA INSTALACIÓN DE SISTEMAS AMI 4-36

4.1 BENEFICIOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS 4-36

4.1.1 Lectura remota 4-36

4.1.2 Medición de variables de la red 4-37

4.1.3 Detección de cortes de servicio 4-37

4.1.4 Detección de fraudes y anomalías por eventos o alarmas 4-38

4.1.5 Balances de energía 4-39

4.1.6 Reducción de pérdidas 4-40

4.1.7 Gestión de la Generación Distribuida 4-41

4.1.8 Planificación de la expansión de la red 4-41

4.2 BENEFICIOS COMERCIALES 4-42

4.2.1 Corte y reposición automática 4-42

4.2.2 Resolución de reclamos improcedentes 4-43

4.2.3 Implementación de tarifas dinámicas 4-43

4.2.4 Información de consumo en tiempo real 4-45

4.2.5 Gestión de la demanda 4-45

4.2.6 Reducción de costos de facturación y de administración 4-47

4.2.7 Eficiencia energética 4-47

5 INSERCIÓN DE AMI EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS 5-49

5.1 METODOLOGÍA PARA LA INSERCIÓN DE AMI 5-49

5.1.1 Planificación y Evaluación 5-49

5.1.2 Selección de Tecnología y Proveedores 5-51

5.1.3 Desarrollo de la Infraestructura de Comunicación 5-54

5.1.4 Instalación de Medidores Inteligentes 5-56

5.1.5 Pruebas del Sistema 5-59

5.1.6 Puesta en Marcha 5-60

5.1.7 Mantenimiento y Actualizaciones 5-60

5.2 CASO DE APLICACIÓN: IMPLEMENTACIÓN DE MEDICIÓN INTELIGENTE EN ENERGÍA DE ENTRE RÍOS S.A. 5-61

5.2.1 Planificación y Evaluación 5-62

5.2.2 Selección de Tecnología y Proveedores 5-64

5.2.3 Desarrollo de la Infraestructura de Comunicación 5-66

5.2.4 Instalación de Medidores Inteligentes 5-69

6 DESAFÍOS Y CONSIDERACIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE AMI 6-71

6.1 ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS 6-71

6.2 LOS USUARIOS COMO ACTORES DECISIVOS Y SU PERCEPCIÓN RESPECTO AL SERVICIO 6-73

7 DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES 7-75

BIBLIOGRAFÍA 7-77

Índice de figuras

Figura 1.1. Proyecciones de consumo energético mundial 1-8

Figura 1.2. Servicios que fomentaron instalación masiva de MIs en la UE. 1-12

Figura 1.3. Estructura del trabajo. 1-15

Figura 2.1. Esquema representativo de una REI 2-17

Figura 2.2. Pirámide de las REIs. 2-18

Figura 2.3. Evolución del Medidor Inteligente [14]. 2-20

Figura 2.4. Alcance de los Sistemas de Medición Inteligente [14]. 2-22

Figura 3.1. Infraestructura del sistema AMI (modificada de [14]). 3-23

Figura 3.2. Medidores compactos. Iskra AM550 y Hexing TSI HXE 110. 3-26

Figura 3.3. Conexión serial de un medidor con modem externo 3-26

Figura 3.4. Medidores modulares asociados a módulos de comunicación 3-27

Figura 3.5. Ubicación del concentrador de datos [14]. 3-31

Figura 3.6. Esquema del sistema MDM [16]. 3-35

Figura 4.1. Balance de energía en un transformador [2]. 4-40

Figura 4.2. Ejemplos de implementación de tarifas dinámicas [2]. 4-44

Figura 4.3. Estrategias de gestión de la demanda [2]. 4-46

Figura 5.1. Pasos para implementación exitosa de AMI. 5-49

Figura 5.2. Plano de tendido de BT con ubicación de medidores existentes. 5-53

Figura 5.3. Visualización de MIs en plataforma de recolección de datos. 5-54

Figura 5.4. Zona de implementación del proyecto: localidad de Paraná. 5-61

Figura 5.5. Ubicación y tamaño de la localidad de Aldea Brasilera. 5-65

Figura 5.6. Plano del tendido de distribución en baja tensión. 5-66

1 Introducción

En los últimos tiempos, la demanda de energía eléctrica a nivel mundial ha crecido notablemente, impulsada por el crecimiento poblacional, la industrialización, la proliferación de dispositivos electrónicos y más recientemente por el nuevo paradigma del transporte, la movilidad eléctrica. En este sentido, las proyecciones indican tendencias alcistas en el consumo de energía eléctrica global para las siguientes décadas, estimando un aumento del doble para el 2050 respecto al año 2022 (Figura 1.1) [1].

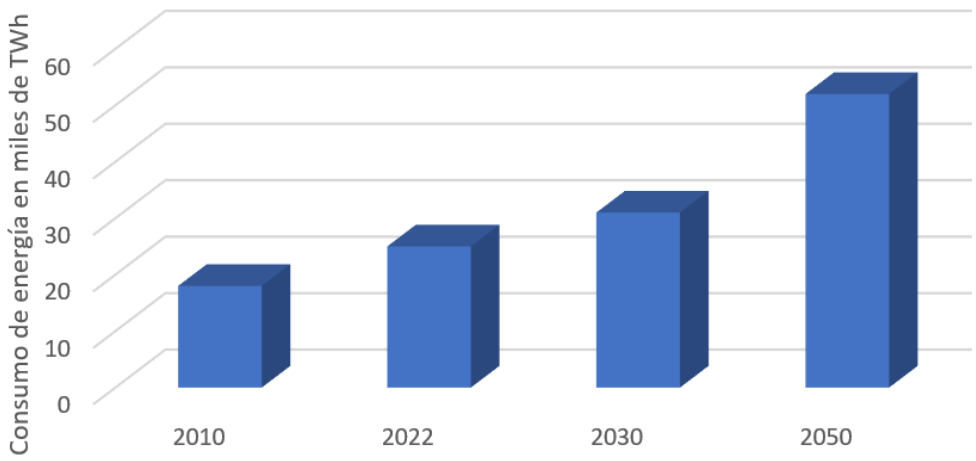

Figura 1.1. Proyecciones de consumo energético mundial

Esta creciente demanda plantea nuevos desafíos que no pueden ser resueltos con la configuración de las redes eléctricas tradicionales, ya que se podría incurrir en problemas de eficiencia y estabilidad, además de sostenibilidad ambiental. En este contexto, las redes eléctricas inteligentes (REIs), en general, y los medidores inteligentes (MIs), en particular, emergen como conceptos revolucionarios destinados a transformar la manera en que se genera, distribuye y consume la electricidad.

Las REIs representan un avance crucial en la gestión y operación de los sistemas de potencia. Estas redes pueden describirse como la combinación de la red eléctrica tradicional con las tecnologías modernas de la información y la comunicación para crear sistemas de energía más flexibles, eficientes y sostenibles [2]. A través de la integración de Generación Distribuida (GD), dispositivos de almacenamiento de energía y sistemas de gestión avanzados, las REIs buscan optimizar la generación y distribución de electricidad, reducir pérdidas de energía y garantizar un suministro más confiable. Además, este nuevo esquema contempla la interacción de los usuarios finales con el

sistema eléctrico, lo que fomenta su participación de manera activa en la gestión del consumo energético.

Durante la última década, el paradigma de las REIs ha comenzado a ser una realidad en algunos países con alto grado de desarrollo tecnológico [3]. En estos países se han invertido grandes sumas de dinero en la automatización de la distribución eléctrica, la lectura remota de medidores de energía y la instalación de generadores de energía basados en recursos renovables. En el caso de los países en vías de desarrollo, y, particularmente en América Latina, la implementación de las REIs está retrasada, aunque existe una tendencia positiva a fomentar la puesta en marcha de proyectos relacionados con esta temática [4].

En este marco, los MIs pueden considerarse como el primer paso en el camino de la transformación hacia una REI, ya que desempeñan un papel crucial en su planificación y posterior despliegue, basado en sus herramientas de medición de parámetros eléctricos, el monitoreo del consumo energético en tiempo real y el envío de datos en forma permanente.

Estos dispositivos reemplazan a los medidores de energía tradicionales y facilitan la recopilación de datos, lo que brinda información valiosa, tanto a los proveedores de servicios eléctricos como a los consumidores. Además, al permitir la comunicación bidireccional, los MIs abren las puertas a una gestión más eficiente de la demanda y a la implementación de tarifas dinámicas que reflejen mejor las condiciones cambiantes del mercado eléctrico, las políticas de consumo y la gestión del flujo de energía.

La conjunción de todas las tecnologías vinculadas a los medidores inteligentes y su desempeño se ha denominado a nivel global como Infraestructura de Medición Avanzada (*Advanced Metering Infrastructure,* AMI). AMI no es una implementación tecnológica única, sino más bien una conjunción de múltiples tecnologías destinadas a integrar los procesos y servicios tanto nuevos como existentes. Incluye medidores inteligentes, redes de comunicación con los centros de datos corporativos, sistemas de gestión de datos de medidores, control de microrredes domésticas y, finalmente, la integración de datos en plataformas de aplicaciones de software [5].

Esta nueva infraestructura rompe el paradigma actual de la comercialización de energía, ya que, con la información recibida, los usuarios podrán tomar decisiones inteligentes en torno a su consumo, lo que conduce a beneficios sustanciales que actualmente no poseen, como el acceso a la información del suministro casi en tiempo

real, el uso de tarifas dinámicas, el control de su propia demanda, etc. Por otro lado, los operadores del sistema pueden mejorar significativamente el servicio al refinar los procesos de operación y la gestión de activos basados en el volumen de datos recolectados. AMI proporciona un vínculo esencial entre la red, los consumidores y sus cargas, y los recursos de generación y almacenamiento; dicho vínculo es un requisito fundamental para la conformación de una red eléctrica moderna.

1.1 Antecedentes regionales y mundiales

AMI ha adquirido un rol central en el desarrollo de las REIs por lo que recientemente se han realizado grandes inversiones a nivel mundial. Una métrica usualmente utilizada para cuantificar el despliegue de esta infraestructura es la cantidad de MIs instalados por país o región. En este sentido, países como Estados Unidos y China realizaron apuestas fuertes, logrando coberturas del 60% y del 84%, respectivamente [3]. Por su parte, Europa superó el 80% de cobertura, destacando el Reino Unido e Italia que alcanzan casi el 99% [6]. Un caso emblemático es el de Suecia, que desde 2009 ha logrado una cobertura del 100% de medidores inteligentes, integrando funcionalidades básicas como lectura remota y gestión de la demanda en usuarios. Sin embargo, tanto Italia como Suecia se encuentran en fase de recambio de MIs por problemas de generaciones de medidores [7]. Esto se debe a que posteriormente al despliegue de los medidores de primera generación, la Comisión Europea estableció requerimientos mínimos para facilitar la implementación de servicios avanzados. Dichos requerimientos, asociados a la interoperabilidad con dispositivos hogareños y a la metodología de medición, no eran compatibles con los MIs ya instalados.

En Latinoamérica, Uruguay es el referente más destacado, con un 80% de MIs instalados (1.3 millones de unidades) [8]. México también ha apostado fuertemente a esta tecnología, con el objetivo de alcanzar el 80% de cobertura en 2025, mientras que Colombia, aunque comenzó en una etapa posterior, prevé un 75% para 2030 y una cobertura total para 2050, según su Plan Energético Nacional. Brasil, en tanto, proyecta alcanzar el 75% para 2030, pero enfrenta desafíos relacionados con la interoperabilidad entre generaciones de medidores, lo que ha llevado a la necesidad de establecer un marco regulatorio específico [9].

Argentina, pese a haber sido uno de los primeros países de la región en explorar AMI y las REIs, ha tenido avances limitados debido a diversos factores. Sin embargo, existen

proyectos emblemáticos que muestran su potencial, como el de Armstrong en Santa Fe, (primer proyecto piloto de redes inteligentes del país), el de Centenario en Neuquén, el proyecto de General San Martín en Mendoza y el de Caucete en San Juan [10]. Es importante mencionar que este año la medición inteligente y las REIs volvieron a estar en la agenda del país a través de la resolución 100/2024 del ENRE ("Comité de Estudio de la Introducción del Sistema de Medidores Inteligentes") y su ANEXO I ("Lineamientos para la Implementación de los Proyectos Pilotos del Sistema de Medidores Inteligentes") [11].

En general, la introducción de MIs en el país ha sido descoordinada y motivada principalmente por necesidades operativas específicas, como la reducción de costos en lecturas remotas y la conexión/desconexión de usuarios en zonas rurales y semiurbanas. El despliegue de AMI en el país enfrenta desafíos significativos, como la falta de planificación centralizada y la desigualdad en su implementación. Mientras los grandes consumidores industriales ya utilizan sistemas avanzados de medición, en los usuarios residenciales y pequeños comercios aún predominan las tecnologías tradicionales. No obstante, la instalación de más de 100.000 medidores inteligentes, según estimaciones (para el año 2023), representa un paso clave en la transición hacia las redes inteligentes [4]. Estos medidores constituyen la etapa inicial de AMI, permiten recopilar datos valiosos y reducir pérdidas técnicas, lo que podría impulsar la adopción de sistemas más integrados [11].

Dado el retraso en la maduración de estos sistemas en el país, es importante hacer propias las experiencias de otros, identificando cómo se realizó el despliegue de MIs, cuáles fueron los problemas a resolver y qué oportunidades/beneficios surgieron a partir de su instalación. Este conocimiento resulta fundamental para desarrollar una planificación exitosa de implementación de AMI.

En este sentido, es interesante remarcar el caso de la Unión Europea (UE), que desde el año 2012 estableció en la recomendación 2012/148 diez funcionalidades mínimas comunes para los sistemas de medición eléctrica, de manera de que el sistema tenga bases homogéneas y su despliegue sea ordenado [12]. Dichas funcionalidades aseguran que puedan realizarse lecturas remotas al consumidor con frecuencia suficiente de manera que puedan aplicarse esquemas de ahorro de energía y planificación de la red. Además, se establece que la comunicación sea bidireccional y segura, y que permita al operador conectar/desconectar el suministro del usuario y/o limitar el flujo de potencia.

Por otro lado, un estudio realizado sobre 28 países de la UE con implementación masiva de MIs [13] identifica los servicios que fomentaron su instalación. Dichos servicios son:

- Digitalización de la red de distribución y optimización de su operación;
- Digitalización del mercado eléctrico minorista;
- Tarifas dinámicas para usuarios residenciales;
- Integración de recursos energéticos descentralizados y gestión de la demanda;
- Servicios para mejorar la eficiencia energética.
- Desarrollo de estrategias para combatir la pobreza energética;

La Figura 1.2 muestra estos servicios que fomentaron la instalación de MIs en función de la cantidad de países que los tuvieron en consideración durante la planificación.

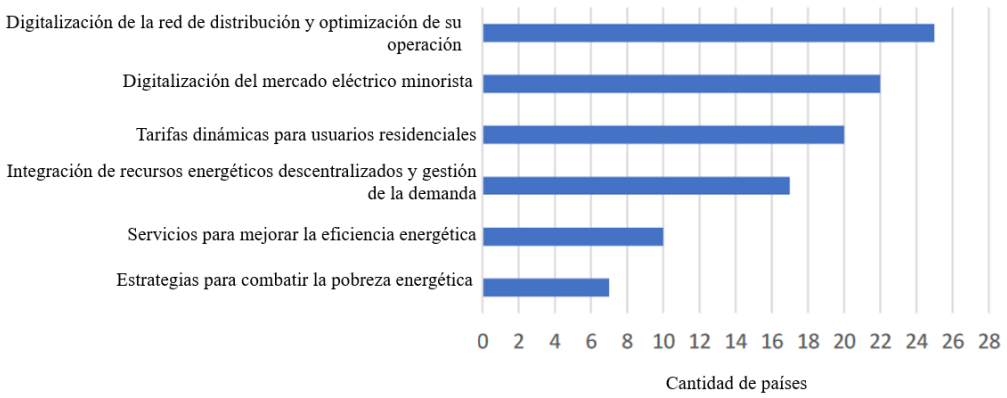

Figura 1.2. Servicios que fomentaron instalación masiva de MIs en la UE.

Otro aspecto importante a tener en cuenta según el estudio es la respuesta del usuario. Experiencias muestran que un pequeño porcentaje de la población presenta rechazo a la instalación de MIs. Esto sucede, en gran medida, por desconfianza sobre la información recabada por los medidores y en menor medida por desconfianza del impacto de la radiación electromagnética en la salud. En este sentido, en diversos estudios se observó que la aceptación aumenta si se realizan campañas publicitarias educativas respecto al funcionamiento de los medidores y de los estándares de seguridad que los equipos deben certificar para ser comercializados [13].

En conclusión, la implementación de MIs en el mundo ha generado una serie de beneficios que incluyen una mayor eficiencia energética, mejoras en la gestión de la demanda, integración de energías renovables y concientización de usuarios sobre el consumo energético. Para un mejor aprovechamiento, es necesario que los usuarios

cuenten con información y se les brinden incentivos y asesoramiento de manera que puedan convertirse en participantes activos del mercado eléctrico. Sin embargo, también ha planteado desafíos relacionados con la privacidad de los datos, la ciberseguridad y la inversión inicial requerida para desplegar esta tecnología a gran escala. A medida que continúa la transición hacia redes eléctricas más inteligentes, los resultados y desafíos de la instalación de MIs seguirán siendo un tema importante en la agenda energética global.

1.2 Objetivo general y objetivos particulares

- *Objetivo general*

Desarrollar un análisis de los beneficios técnicos y comerciales que las distribuidoras de energía eléctrica pueden obtener a través de la incorporación de AMI.

- *Objetivos particulares*

    a. Analizar las tecnologías AMI disponibles en Argentina, que sean aplicables a la infraestructura de las distribuidoras eléctricas.

    b. Evaluar los beneficios y oportunidades que se generan mediante la incorporación de AMI, tanto para las empresas de energía eléctrica, como para los usuarios.

    c. Analizar y proponer una metodología para la incorporación de tecnología de medición inteligente aplicable a empresas distribuidoras de la región.

1.3 Estructura y contribuciones del trabajo

El interés de las distribuidoras de electricidad por la instalación de medidores inteligentes a nivel mundial ha crecido de manera sostenida en los últimos años. Esto se debe a que su utilización genera nuevas oportunidades, tanto en el ámbito técnico (medición de parámetros, detección de cortes y fallas, balances de energía, etc.) como en el comercial (lectura, corte y reconexión remotas, promociones, tarifas horarias, gestión de la demanda, etc.). Muchas de estas oportunidades surgen de manera indirecta a los propios beneficios de la instalación de los MIs y están relacionadas a la explotación de los datos recolectados por un sistema AMI. Este último aspecto introduce nuevos enfoques en la venta de energía eléctrica, que involucran cambios conceptuales en las redes de suministro, los hábitos de consumo de energía, las regulaciones vigentes, etc.

En este sentido, el presente trabajo pretende abordar los conceptos de medición inteligente como temática estratégica y de interés para las distribuidoras de energía eléctrica y para los usuarios del servicio por la obtención de nuevos beneficios. La estructura general del trabajo se sintetiza en la Figura 1.3.

El Capítulo 2, aborda conceptos de índole técnico relacionados a las REIs y, en particular, a la medición inteligente como parte esencial de ellas. Posteriormente, en el Capítulo 3, se exponen las características de los MIs, la topología y conceptos de AMI, además de las tecnologías disponibles en la actualidad. En el Capítulo 4, se describen todos aquellos aspectos que la incorporación de sistemas de medición inteligentes trae como beneficios a las distribuidoras, detallando las nuevas herramientas que pueden implementarse en base a esta tecnología, y los nuevos escenarios que se originan a raíz de los datos obtenidos.

En el Capítulo 5, se propone a modo orientativo una metodología para implementar medición inteligente basada en la experiencia del autor. Dicha metodología fue desarrollada para aquellas empresas de energía que tienen interés en comenzar desde cero con la adopción de estas tecnologías, con el objetivo de crear una guía práctica que facilite el proceso. Además, se desarrolla un caso de aplicación de la metodología propuesta, caso que lleva adelante el autor de este texto en la infraestructura de la distribuidora ENERSA, en Entre Ríos. En el Capítulo 6, se aborda el papel crucial de los usuarios en la transformación de los sistemas de medición. Se exponen algunos de los desafíos que enfrenta la medición inteligente, como la necesidad de establecer nuevas normativas y garantizar la seguridad frente a la vulnerabilidad de los datos. Además, se resalta la imagen que las distribuidoras pueden proyectar con la incorporación de AMI. Finalmente, en el Capítulo 7, se presentan las conclusiones y discusiones del trabajo.

El presente trabajo intenta destacar temáticas que a menudo no son consideradas al momento de evaluar la adopción de una tecnología AMI por parte de las empresas distribuidoras. A pesar de que estos aspectos son conocidos, generalmente no se les presta la debida atención, aun cuando resultan de vital importancia y pueden transformar el paradigma actual de la industria de distribución de energía eléctrica, llevándola hacia estándares modernos de gestión digital. Como contribución, este trabajo presenta un desarrollo conjunto de las características técnicas y los beneficios que puede aportar la incorporación de un sistema AMI a los diferentes actores involucrados.

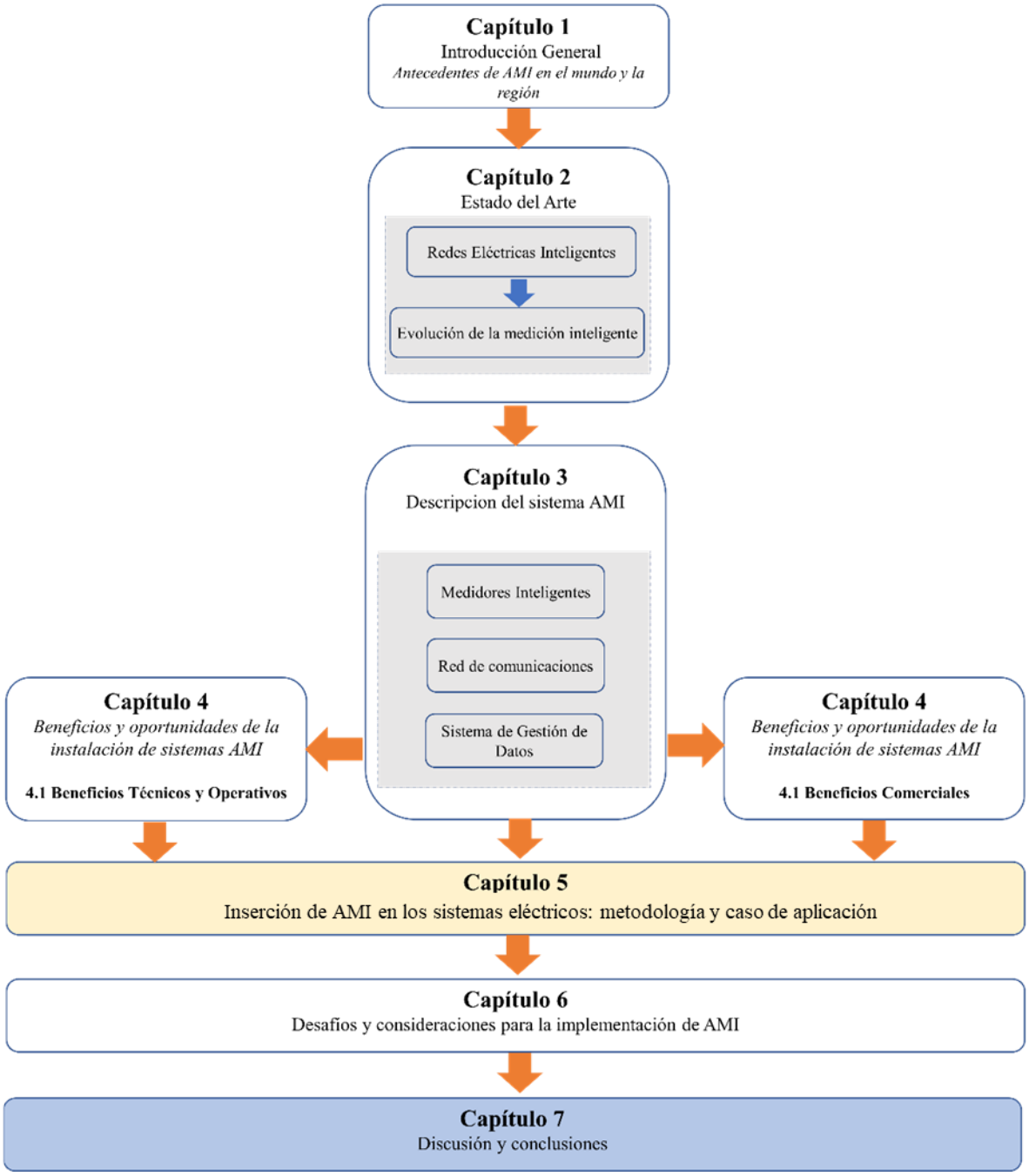

Figura 1.3. Estructura del trabajo.

2 Estado del arte

2.1 El paradigma de las Redes Eléctricas Inteligentes

Una REI es una infraestructura eléctrica moderna que busca mejorar la eficiencia, la confiabilidad y la sostenibilidad de la distribución de energía eléctrica mediante la integración de tecnologías avanzadas y la gestión inteligente de la red. Esto tiene como objetivo principal beneficiar a los consumidores al reducir costos, mejorar la calidad del servicio y permitir una mayor incorporación de energías renovables en la matriz energética.

Una REI no puede definirse solo como un objeto o un equipo especifico que cumple una función, sino que es una visión estratégica-tecnológica que nace como una solución para que las empresas de servicios eléctricos puedan enfrentar los desafíos que se avizoran en el futuro cercano del sector eléctrico.

El concepto de redes inteligentes refiere a la integración de diversos sistemas que operan en tiempo real para medir, monitorear, controlar y automatizar un sistema eléctrico (SE), asegurando una verificación continua del flujo de energía desde la generación hasta los usuarios finales. Esta innovadora tecnología, esencialmente, fusiona la red eléctrica convencional con sistemas de información a través de una infraestructura de telecomunicaciones.

A lo largo de la historia, la infraestructura de las redes eléctricas y la de telecomunicaciones se han desarrollado por caminos separados. Esta separación radica fundamentalmente en la diferencia temporal con la cual han prosperado estas tecnologías, ya que las redes de comunicaciones se desarrollaron más recientemente en comparación con los sistemas eléctricos.

No obstante, en la actualidad, estas redes están comenzando a integrarse y a brindar soluciones en conjunto que antes eran impensadas. Esta integración incluso transgrede el límite de lo conceptual, ya que en varias de las aplicaciones se tiende a compartir infraestructura física, que incluye postes, torres y conductores. Además de ello, en el rubro eléctrico ya se desarrollan y comercializan diferentes equipos que integran comunicaciones, destinados a ser utilizados en redes inteligentes, como medidores inteligentes, reconectadores automáticos, etc. Esta convergencia representa un avance

significativo, que conlleva mejoras y optimización en la gestión global de las redes eléctricas. La Figura 2.1 muestra un esquema generalizado del paradigma de las REIs.

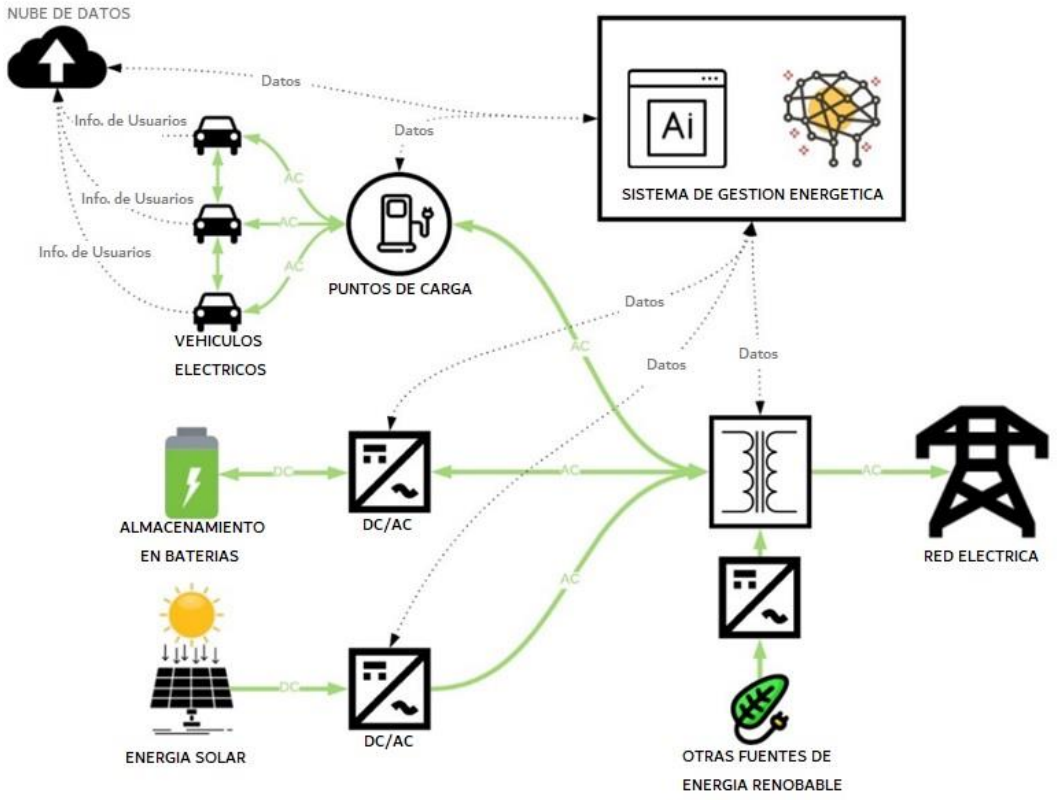

Figura 2.1. Esquema representativo de una REI

La infraestructura de una REI se basa fundamentalmente en la integración de diferentes dispositivos y tecnologías para el control y la gestión eficiente del suministro de energía eléctrica. Todos estos sistemas se encuentran interconectados entre sí y son controlados mediante plataformas de gestión centralizada, que permiten la interoperabilidad y operación de estas nuevas redes.

Considerando esto, las REIs están compuestas esencialmente de múltiples sistemas que son interoperables, es decir, capaces de realizar un intercambio significativo de datos, realizar acciones en conjunto y procesar la información obtenida.

En este sentido, uno de los sistemas fundamentales que conforma una REI es la medición inteligente. En principio, esta tecnología plantea establecer un sistema de comunicación bidireccional entre la empresa de servicios y los medidores inteligentes instalados en el predio del cliente, intercambiando información sumamente valiosa. Pero,

como se exhibe en secciones posteriores, esta tecnología también permite realizar otras acciones, las cuales representan importantes aportes al conjunto de red inteligente.

Como se muestra en la Figura 2.2, la medición inteligente constituye la base de las REIs, ya que su principal componente, los MIs, permiten obtener información relacionada al suministro de los clientes, lo que esencialmente es un muestreo punto a punto de toda la red. Por otro lado, desde el punto de vista físico, la medición inteligente es capaz de proporcionar un canal de comunicaciones en el cual pueden soportarse otros servicios de la red que no estén directamente relacionados a la medición comercial, como reconectadores, equipos de lectura de parámetros, etc. Un claro ejemplo son los sistemas que funcionan mediante "comunicación por línea eléctrica" (*Power Line Communication*, PLC) o redes de radiofrecuencia (RF) *mesh* (mallada) entre medidores inteligentes y concentradores de datos.

Continuando con el análisis de la Figura 2.2, el siguiente nivel corresponde a la GD, lo que refiere a aquellos consumidores que también son generadores de energía, lo que cambia significativamente el modelo de operación y mantenimiento de las redes, junto al negocio entre las empresas de servicios públicos y sus clientes.

La tercera capa añade la complejidad de la movilidad eléctrica. Los vehículos eléctricos (y otros dispositivos) pueden conectarse a la red en ubicaciones cambiantes. Esta "itinerancia energética" es un nuevo desafío para el sector de servicios públicos.

La conjunción de estos elementos posibilita la creación de redes inteligentes. En principio, estas redes funcionarían a nivel local y nacional, pero eventualmente podrían expandirse a través de los países hasta convertirse en una "red energética global".

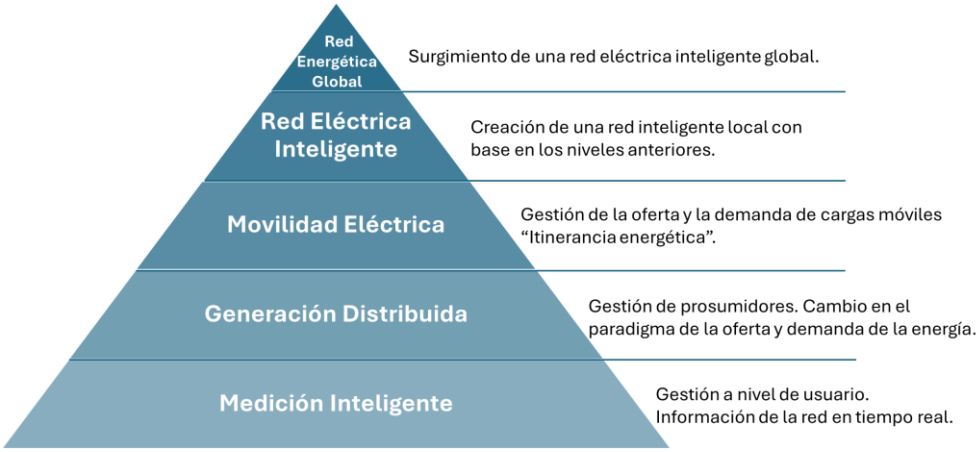

Figura 2.2. Pirámide de las REIs.

2.2 Medición inteligente

La medición inteligente o *Smart Metering*, surge a raíz del desarrollo de varias tecnologías. Al igual que para las REIs, no existe una definición específica para los sistemas de medición inteligente, debido a que en esencia es un concepto constituido por una evolución tecnológica, sin embargo, se puede plantear la siguiente idea general:

Es un sistema compuesto por hardware y software que establece una comunicación bidireccional entre el cliente y la empresa de servicios públicos, a través de una infraestructura de telecomunicaciones. De esta manera, permite la adquisición, transmisión, almacenamiento, procesamiento y gestión de la información de consumo de energía, datos y parámetros adicionales relacionados al servicio.

Dicho esto, la medición inteligente es una solución realmente útil para optimizar los procesos que llevan adelante las empresas, tanto con la finalidad de mejorar sus índices comerciales, como de brindar nuevos servicios y aplicaciones a sus clientes.

Específicamente para las empresas de distribución de electricidad, la implementación de estos sistemas representa la oportunidad de mejorar sus procesos, optimizar la gestión de sus activos y disponer de información relevante en tiempo real a nivel del usuario, lo cual es fundamental para la transición hacia las redes inteligentes y el desarrollo en un futuro mercado más competitivo.

Al margen del desarrollo conceptual, el elemento principal de estos sistemas de medición es el Medidor Inteligente (*Smart Meter*), el cual se ha desarrollado fundamentalmente gracias a la evolución de la electrónica y telecomunicaciones. Es posible definirlo como un dispositivo que dispone de capacidades de registro de energía y parámetros del suministro mucho mayores que las de los medidores electromecánicos y electrónicos de estado sólido. Además, incorpora herramientas de comunicación, lo que lo convierte en un elemento claramente superador.

2.2.1 Evolución de la medición inteligente

AMI es la evolución de dos tecnologías previas orientadas a la recolección automática de lecturas: Lectura Automática del Medidor (*Automatic Meter Reading*, AMR) y Administrador de Medición Avanzada (*Advanced Metering Management*, AMM). Esto se muestra en la Figura 2.3, en la que se especifica el punto de partida de cada sistema.

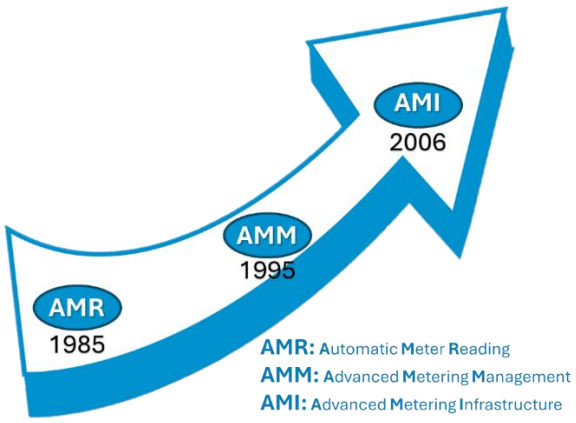

Figura 2.3. Evolución del Medidor Inteligente [14].

- **Lectura Automática del Medidor (*Automatic Meter Reading*, AMR)**

Estos sistemas constituyen las primeras iniciativas que se implementaron para automatizar la toma de lecturas en los medidores de los usuarios, pero que aún hoy siguen vigentes en muchas ESPEE. Esta tecnología se limita a operaciones de tele-medición, asociadas a la lectura remota de los consumos eléctricos para facturación y/o de otros parámetros que posibilitan el análisis de los suministros. La información recolectada es enviada a través de un sistema de telecomunicación a los servidores de las empresas para su posterior gestión.

En general, los AMR son totalmente “unidireccionales”, por lo que la información solo fluye desde el medidor a la base de datos. No permite realizar operaciones en el sentido opuesto, es decir, desde los sistemas informáticos hacia el medidor.

- **Administrador de Medición Avanzada (*Advanced Metering Management*, AMM)**

Los sistemas AMM son una evolución de los AMR. Básicamente, se trata de una plataforma de recolección de datos que incorpora operaciones que podrían clasificarse como de “tele-gestión”, es decir, que permiten algunas acciones sobre los medidores, que pueden ir desde correcciones horarias o de programación, hasta algunas operaciones activas, como podría ser el accionamiento del relé interno.

Sin embargo, estos sistemas poseen una capacidad limitada tanto para la operación como para el análisis y gestión de los datos, y su implementación se realiza en general como una de las primeras experiencias en el trayecto hacia la incorporación de sistemas de medición inteligente.

- **Infraestructura de Medición Avanzada (*Advanced Metering Infrastructure*, AMI)**

Los sistemas AMI, conocidos a nivel mundial como medición inteligente, están compuestos por un conjunto de dispositivos, redes de comunicaciones y recursos informáticos, destinados a optimizar los procesos de recolección de lecturas. De esta manera, permiten mejorar los índices técnicos, logísticos y comerciales de las empresas de electricidad, además de brindar nuevos servicios y aplicaciones a clientes.

Esta tecnología supera el alcance de la solución AMR, considerado como una evolución del mismo. A diferencia de AMR, AMI plantea una infraestructura de comunicación bidireccional que permite el intercambio de información entre la empresa de servicios eléctricos y el medidor inteligente ubicado en el predio del cliente.

Estas estructuras tienen capacidad para la toma de decisiones, pudiendo ejecutar acciones que abarcan distintas áreas, desde la gestión comercial basada en bandas horarias con eventuales diferencias tarifarias, hasta operaciones de maniobras como la conexión o desconexión de ciertos consumos sobre el suministro. Además, en casos con altos grado de avance, puede permitir gestionar el uso de los aparatos electrodomésticos dentro de las instalaciones del cliente, en función de diferentes parámetros técnicos o comerciales (gestión de la demanda). Una particularidad adicional que en la actualidad adquiere mayor relevancia es la posibilidad de que el sistema AMI gestione la carga de las baterías de automóviles eléctricos conectados a la red.

En la actualidad, existe una tendencia mundial en la que empresas eléctricas comienzan a invertir en soluciones AMI, ya que, además de sus beneficios en el campo de la medición, se considera uno de los primeros pasos de la transición hacia las REIs. En la Figura 2.4 se ejemplifica el alcance de los diferentes sistemas involucrados en el universo de medición y redes inteligentes.

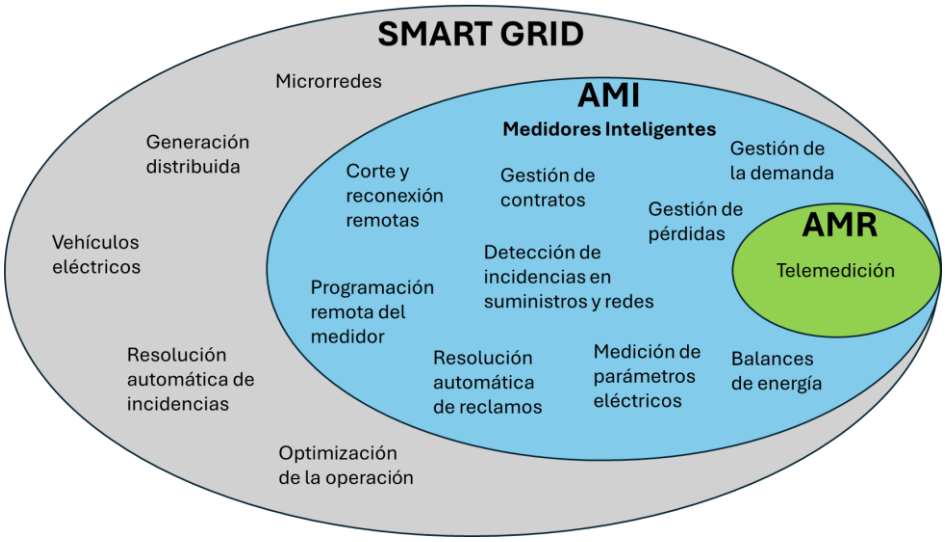

Figura 2.4. Alcance de los Sistemas de Medición Inteligente [14].

Como se observa en la Figura 2.4 el alcance de los sistemas AMR principalmente se limita a la tele-medición, mientras que los sistemas AMI son más avanzados y realizan tareas adicionales para crear aplicaciones inteligentes. Ambos sistemas de medición son parte fundamental en una REI.

El componente principal en el que se basan los sistemas AMI es el medidor inteligente. Estos medidores incorporan herramientas de comunicaciones que le permiten establecer vínculos de información tanto con un centro de cómputo como con otros dispositivos. Además, están dotados de la tecnología suficiente para realizar análisis de datos, acciones operativas y toma de decisiones.

3 Descripción del sistema AMI

Para comprender la estructura física sobre la cual opera el sistema AMI, es posible diferenciar sus componentes en tres grandes grupos:

- Medidores inteligentes.
- Red de comunicaciones.
- Sistema de gestión de datos

A continuación, se describirá en detalle cada uno de estos componentes y su interacción en conjunto. Cabe aclarar que los conceptos que se proponen abarcan la mayoría de las aplicaciones; sin embargo, podrían existir variantes prácticas que no

respetan exactamente este esquema. En la Figura 3.1 se muestra un sistema AMI completo y la interacción entre sus partes. Se observan los tres grupos mencionados anteriormente con sus respectivos componentes: i) tecnologías de comunicación para los medidores inteligentes; ii) flujo de datos en la red de comunicación; y iii) interacción entre los elementos del sistema gestión de datos.

Dicha figura tiene como objetivo ilustrar la relación entre los elementos que se exponen en los apartados 3.1 (medidores inteligentes), 3.2 (red de comunicaciones) y 3.3 (sistemas de gestión de datos).

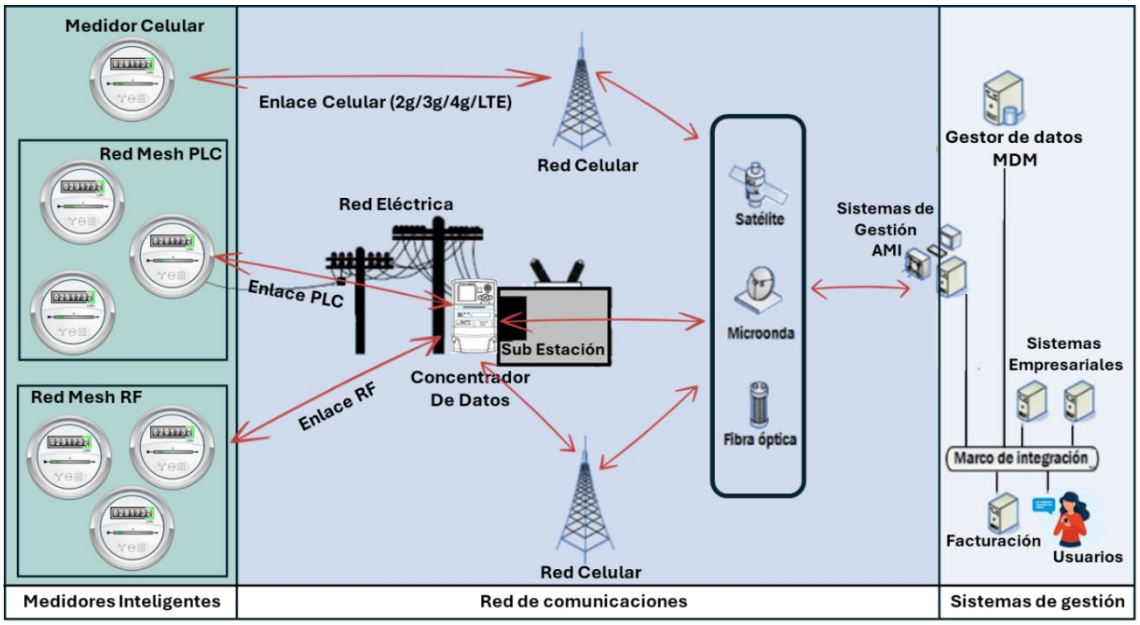

Figura 3.1. Infraestructura del sistema AMI (modificada de [14]).

3.1 Medidores inteligentes

El principal objetivo de los medidores de energía eléctrica ha sido registrar de forma precisa los consumos energéticos de cada cliente, valores que son relevados mensualmente por un trabajador que debe acudir al sitio de instalación. Esta situación ha ido cambiando gracias al desarrollo tecnológico de los propios dispositivos, que disponen de mayores capacidades que los medidores eléctricos tradicionales.

Los medidores inteligentes son dispositivos electrónicos con capacidad de registrar el consumo de energía y de enviar dicha información a las empresas proveedoras y a los usuarios, en tiempo real. De esta manera, permiten un mayor control, para usuarios y distribuidoras, a partir del conocimiento del consumo. Por otro lado, pueden administrar bandas horarias gracias a su reloj interno y realizar intervenciones operativas, como cortes o reconexiones.

En los esquemas AMI, los medidores inteligentes pueden encontrarse instalados individualmente en cada suministro de energía o agrupados entre sí para formar un esquema de medición múltiple (por ejemplo, mediciones en edificios de departamentos). Cualquiera sea el caso, estos dispositivos pueden desarrollar todas sus capacidades más allá de la tipología de conexión en la que se encuentren.

En este apartado se describen las características y prestaciones de estos dispositivos con un enfoque técnico y generalista, intentando abarcar la gran mayoría de los productos existentes en el mercado.

En principio, debemos definir cuáles son las funciones mínimas que debe tener un medidor de energía eléctrica para ser considerado "inteligente". Si bien en el mercado existe una numerosa cantidad de fabricantes y modelos que incorporan diferentes capacidades y prestaciones, hay algunas que deben ser cumplidas sin excepción, y son las que se detallan a continuación:

- Medición bidireccional en tiempo real de energía eléctrica (activa y reactiva).
- Medición de parámetros eléctricos básicos: potencia, tensión, corriente y factor de potencia. Detección de eventos relacionados, como las interrupciones del servicio.
- Configuración de tarifas diferenciadas en franjas horarias.
- Capacidad de maniobras de control a distancia (corte, reconexión) y limitación de la carga del cliente.
- Capacidad de comunicación a través de diferentes medios.
- Almacenamiento del perfil de carga del usuario.
- Soporte para recolección de información de manera programada o a demanda.

Ahora que se han definido los requisitos mínimos a cumplir por un medidor inteligente, se detallan cuáles son las diferentes configuraciones morfológicas que se pueden encontrar en el mercado, es decir, diferentes modelos que a pesar de sus diferencias constructivas cumplen con las condiciones anteriores. Para lograr esto, y abarcar a la gran mayoría de modelos que existen en la actualidad, definiremos dos categorías globalizadoras que se diferencian por sus características constructivas: Medidores "compactos" y medidores "modulares".

- Compactos

Los medidores denominados compactos son aquellos que integran la totalidad de las prestaciones en un único dispositivo físico. Se trata de un dispositivo que dentro de una misma carcaza aloja todos los componentes necesarios para realizar aquellas acciones que representan a un medidor inteligente.

Estos equipos tienen la capacidad de realizar acciones sin necesidad de contar con el aporte de un dispositivo externo. Un ejemplo habitual se da en las comunicaciones, estos medidores pueden comunicarse sin necesidad de un modem exterior, ya que el módulo dedicado a esto se encuentra en su interior.

En general, en la mayoría de los medidores de este tipo, podremos encontrar módulos internos intercambiables, es decir, dispositivos dedicados a realizar una tarea específica que puede insertarse en algún “slot” dedicado para este fin. Esta propiedad puede dotar al aparato de funciones que no poseía en forma “nativa”, o cambiar una que ya tenía por otra que pueda necesitarse. Un claro ejemplo de esto se da habitualmente en las comunicaciones, cuando surge la necesidad de cambiar un tipo de comunicación por otro. Esta acción puede hacerse fácilmente en un medidor compacto, basta con intercambiar el módulo de una tecnología (ej.: PLC) por la que se necesita (ej.: Celular). Este ejemplo suele repetirse a menudo, ya que dentro de las redes AMI es normal encontrar diferentes tipos de comunicación conviviendo en la misma red.

La Figura 3.2 muestra dos equipos que representan a la categoría de medidores compactos. Son modelos que están disponibles en el mercado argentino: Iskra AM550 y Hexing TSI HXE 110.

Figura 3.2. Medidores compactos. Iskra AM550 y Hexing TSI HXE 110.

- Modulares

Los medidores de tipo modulares son equipos que necesitan de otros dispositivos externos de soporte para realizar algunas funciones características de un medidor inteligente. En la Figura 3.3 se muestra un esquema ejemplificativo de esta configuración, donde se asocia un medidor modular con un modem externo mediante una interfaz cableada, para que este último pueda cumplir la función de comunicaciones que el medidor no tiene integrada.

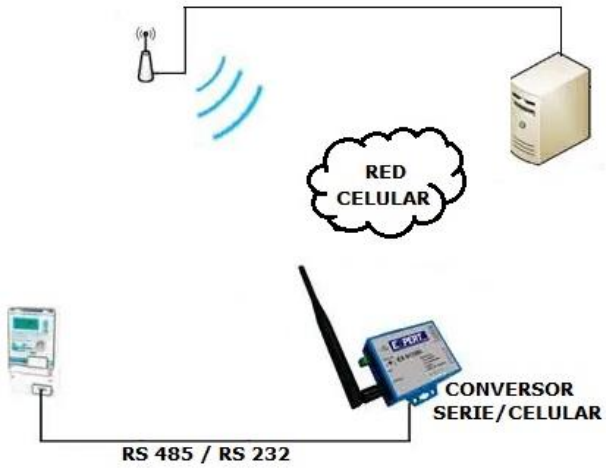

Figura 3.3. Conexión serial de un medidor con modem externo

En esta arquitectura, la mayoría de los modelos poseen varias funciones integradas que pueden realizar sin colaboración de módulos externos (medición de energía bidireccional y de parámetros de red, gestión de tarifas, perfil de carga, alarmas, etc.), pero hay otras que deben ser realizadas por dispositivos que se fabrican para estos fines, dotando así al medidor modular de propiedades que de manera “nativa” no tiene.

Los módulos se acoplan al medidor mediante puertos que son destinados específicamente a conexiones externas y que en general se encuentran bajo protocolos seriales cableados (RS 232, RS485), aunque también puede haber otros, como por ejemplo lógica de pulsos.

Al igual que en el caso anterior, generalmente los módulos externos están dedicados a las comunicaciones, pero puede haber otros que por ejemplo cumplan la función de corte y reconexión. La Figura 3.4 muestra dos equipos que representan a los medidores modulares, Landis+Gyr ZMD405 y Actaris SL7000

Figura 3.4. Medidores modulares asociados a módulos de comunicación

Ya conocidas las diferentes configuraciones de MIs que se pueden encontrar, es preciso mencionar que, si bien las dos pueden cumplir con las necesidades que surgen en la implementación de un sistema AMI, es evidente que existen diferencias entre sí que marcan cuáles son las aplicaciones para las que cada configuración es indicada.

Las condiciones de espacio o recursos necesarios para el montaje, determina cuál de las dos tipologías es más conveniente dependiendo del caso. Los modulares requieren algunas cuestiones particulares, como más espacio para alojar los módulos y, en varias ocasiones, una fuente de alimentación externa, que no siempre se encuentra disponible. Además, son más propensos a fallas que pueden generarse por el simple hecho de tener más de un dispositivo involucrado, y la mayor capacitación por parte de los operarios instaladores.

Diferente es el caso de los medidores compactos, que, al poseer todas las funciones en un mismo equipo, se tornan más simples de instalar y mantener. Además, poseen la misma forma que un medidor de energía eléctrica "tradicional", lo que hace mucho más simple la instalación por parte de los operadores y prácticamente no requiere modificaciones en los suministros existentes. Lo dicho anteriormente se ratifica por la cantidad de modelos de cada categoría que se encuentran en el mercado. En la actualidad, se evidencia una clara tendencia hacia las configuraciones compactas, que permiten todas las prestaciones en un solo equipo, ahorrando tiempo, espacio y simplificando la instalación.

3.2 Red de comunicaciones

La red de comunicaciones dentro de la infraestructura de medición inteligente hace referencia a todos los dispositivos, medios y técnicas involucrados en el intercambio de información entre el medidor y los servidores de la empresa.

En los últimos años, el sector de las telecomunicaciones ha experimentado una evolución y penetración considerables en muchos ámbitos de la vida moderna, y los sistemas AMI no son ajenos a esto, es por eso que en la práctica podemos encontrar multiplicidad de tecnologías de comunicaciones dedicadas a la transmisión de datos de medición.

La utilización de uno u otro método de comunicación está supeditada a las características de la aplicación real, es decir, dependerá de las condiciones y las herramientas con las que se pueda contar en campo a la hora de una instalación. Dentro del universo de metodologías de comunicaciones, en una red AMI es posible encontrar diferentes tipos de comunicación: Ethernet, fibra óptica, tecnología celular (GSM, GPRS, 3G, 4G LTE), tecnologías de radiofrecuencias (RF), WiFi, Power Line Communication (PLC), Bluetooth, ZigBee, LoRa, etc.

Dicho esto, en esta sección no se abordan todas las soluciones mencionadas, ya que no es el objeto del trabajo, pero sí se describen brevemente los tres métodos que en la práctica son los más utilizados actualmente en AMI: tecnología celular (GSM, GPRS, 3G, 4G LTE), RF y PLC.

3.2.1 Tecnología celular (GSM, GPRS, 3G, 4G LTE)

Este tipo de red es la más conocida por todos ya que al día de hoy posee un uso masivo. Es un sistema de comunicación inalámbrica que permite la transmisión de voz y datos entre dispositivos móviles (como teléfonos inteligentes, tabletas y dispositivos IoT) a través de señales de radio. Estas redes están compuestas por una infraestructura de estaciones base, antenas y equipos de conmutación distribuidos en áreas geográficas denominadas celdas. Cada celda proporciona cobertura a una determinada área y está conectada a una red de conmutación central que permite la conexión entre usuarios dentro de la red celular y con otros servicios de telecomunicaciones.

Las redes de telefonía celular utilizan diferentes tecnologías de acceso radioeléctrico (GSM, GPRS, 3G, 4G LTE y 5G) para realizar la comunicación inalámbrica entre los dispositivos móviles y la infraestructura de red. Para el caso de AMI, el medidor inteligente posee un módulo de comunicaciones celular interno o externo que gestiona los accesos y la transferencia de datos con la red.

3.2.2 Radiofrecuencias (RF)

En general, la mayoría de las aplicaciones de comunicaciones por radiofrecuencia en sistemas AMI se realiza mediante redes malladas o RF *Mesh.*

Las redes RF *Mesh* son sistemas de comunicación inalámbrica en los cuales los dispositivos individuales, como medidores o sensores, se interconectan formando una red en forma de malla. En estas redes, cada dispositivo actúa como un nodo de comunicación, transmitiendo y retransmitiendo datos a través de múltiples caminos hacia un destino final. Esta arquitectura permite una mayor redundancia y resiliencia en la comunicación, ya que los datos pueden encontrar múltiples rutas para llegar a su destino, incluso si un nodo o enlace falla.

3.2.3 Power Line Communication (PLC)

PLC es una tecnología que permite la transmisión de datos a través de la red eléctrica convencional, es decir, utilizando los cables eléctricos existentes para transportar información digital. Esta característica es una ventaja de PLC frente a otras tecnologías, ya que no requiere de cables adicionales de datos o medios de propagación específicos para la transmisión de información. En efecto, son los mismos conductores eléctricos que llegan al medidor del usuario para alimentar la carga los que funcionan como canal de comunicación.

Sin embargo, esta tecnología también enfrenta algunos desafíos. Por ejemplo, la calidad de la señal, y por lo tanto de los datos que traslada, puede verse afectada por interferencias eléctricas o atenuaciones debido a malas condiciones de los tendidos eléctricos o presencia de señales de alta frecuencia que provoquen perturbaciones en la onda portadora.

3.2.4 Infraestructura de red para comunicaciones PLC y RF Mesh

Tal como se mencionó anteriormente, los sistemas RF *Mesh* y PLC son los más utilizados en esquemas AMI, y, por consecuencia también sus respectivas arquitecturas. Si bien es claro que estas tecnologías de comunicaciones son diferentes, su infraestructura física y tipología de red son similares.

En forma genérica, se puede decir que se trata de un módulo dentro del medidor dedicado específicamente a comunicaciones, que transmite las señales por el canal correspondiente (cable de potencia, aire), y un concentrador ubicado en las cercanías que recolecta esa información y tiene la capacidad de transmitirla mediante otro tipo de comunicación a una central remota.

Este concentrador o recolector de información que típicamente está ubicado en las subestaciones y/o en los transformadores de distribución, es un equipo de mayor capacidad de almacenamiento de información, y se encarga de recolectar los datos de una determinada cantidad de medidores inteligentes, para luego transmitir esta información hacia la empresa de servicios utilizando otro medio de comunicación, que generalmente posee un ancho de banda mayor. En la Figura 3.5 se puede apreciar esta arquitectura de red.

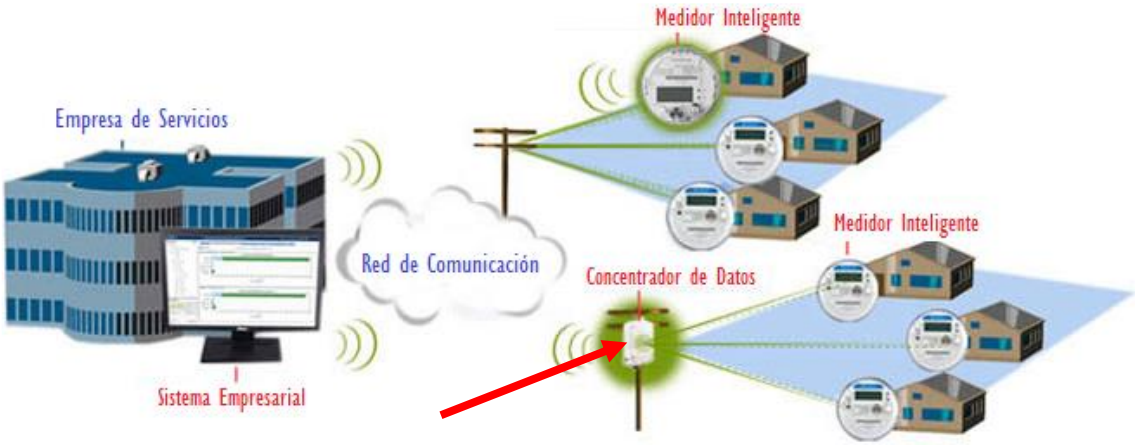

Figura 3.5. Ubicación del concentrador de datos [14].

La recolección de datos por lo general se realiza de forma programada, en intervalos de tiempo determinados que pueden ir desde minutos, hasta horas o días. También pueden realizarse envíos de información "a demanda", es decir que el centro recolector puede solicitar datos de uno o más medidores en cualquier momento. En el caso en que la recolección de información haya fallado, la cabecera puede reintentar la operación de forma automática.

Además de las cuestiones de comunicaciones, un concentrador puede desarrollar otras tareas que contribuyen al buen funcionamiento y prestaciones del sistema, como por ejemplo:

- Recabar información relacionada a la energía suministrada desde la subestación donde se encuentra instalado, con el fin de realizar balances de carga.
- Monitorear el estado de los dispositivos "aguas abajo".
- Detectar automáticamente los medidores inteligentes que se instalan.
- Comprimir los datos para reducir el uso del ancho de banda.

3.2.5 Protocolos existentes

Las estrategias y tecnologías dedicadas a las comunicaciones se encuentran atravesadas por una multiplicidad de protocolos, que en su mayoría no son estándares, sino por el contrario, están acotados al uso exclusivo de cada marca. Actualmente, los protocolos son en su mayoría del tipo "propietario", es decir que cada fabricante impone para sus equipos un esquema de transferencia de datos al que otros fabricantes no pueden

acceder. Esto, por lo general, limita las implementaciones de sistemas AMI, ya que fuerza a colocar todo el equipamiento de una misma marca y a mantener este esquema en el tiempo.

También existen complicaciones a la hora de utilizar recolectores de datos unificados, es decir, aquellos que extraigan lecturas de medidores de diferentes marcas. Esto se debe a que los fabricantes no suelen brindar detalles de sus protocolos a desarrolladores que pretendan incluir distintas marcas en sus sistemas de recolección. Esta discrepancia en los protocolos se ha utilizado en los últimos tiempos como estrategia de mercado por parte de los fabricantes, ya que muchos de ellos pretenden comercializar "paquetes cerrados" de soluciones AMI. Buscan proveer de esta manera a toda la cadena, desde el medidor inteligente hasta el AMR, maximizando así sus ganancias y manteniendo al cliente cautivo de sus soluciones.

Sin embargo, esta situación comienza a ser rechazada por las empresas que pretenden incorporar soluciones AMI. A raíz de esto y de la necesidad de ir hacia protocolos unificados, actualmente se visualiza una tendencia en la búsqueda de la uniformidad de los métodos de transferencia de datos. En este sentido, existen algunas soluciones a nivel mundial que parecerían estar a la cabeza del desarrollo, sobre todo por los avances que han logrado, la penetración a diferentes escalas y por quiénes son los impulsores de estas propuestas: Wi-SUN Alliance y PRIME Alliance. Ambas alianzas desempeñan un papel importante en el avance de tecnologías para la gestión inteligente de infraestructuras críticas, como redes eléctricas y servicios públicos, contribuyendo así al desarrollo de ciudades y comunidades más sostenibles y eficientes.

Wi-SUN Alliance es una organización global sin fines de lucro que promueve la interoperabilidad y la adopción de tecnologías de redes inalámbricas, especialmente en sectores como servicios públicos, ciudades inteligentes y automotriz. Wi-SUN se centra en el desarrollo y la promoción del estándar Wi-SUN FAN (Field Area Network), que ofrece una solución robusta y de largo alcance para redes de área amplia (LPWAN) en entornos al aire libre.

Por otro lado, Prime Alliance es un consorcio de empresas que colaboran en el desarrollo y la promoción del estándar PRIME (PoweRline Intelligent Metering Evolution) para la comunicación de datos en redes eléctricas inteligentes. PRIME aprovecha la infraestructura de la red eléctrica para transmitir datos entre dispositivos de medición inteligente, como contadores eléctricos, y los sistemas de gestión de energía.

Esta tecnología ofrece una solución eficiente y segura para la medición inteligente y la gestión de la energía.

3.3 Sistemas de gestión de datos

Estos sistemas hacen referencia al equipamiento informático y de software necesario para el correcto funcionamiento y operación de las redes AMI.

Gran parte del potencial de un sistema AMI está basado en la efectividad de recolección de los datos y en la capacidad de procesamiento de estos. La correcta ejecución de estas dos importantes tareas es lo que determina el éxito y la potencialidad de la tecnología.

Es por esto que los sistemas AMI poseen potentes plataformas de recolección y administración de los datos, dedicadas a gestionar todas las acciones que realiza el sistema, además de brindar herramientas tanto para la empresa como para los usuarios.

La información que se recolecta desde los medidores inteligentes al concentrador de datos, y es transmitida a través de la infraestructura de telecomunicaciones a la empresa de servicios, debe ser tratada de manera óptima por un sistema de gestión empresarial, con el objetivo principal de llevar adelante todas las funcionalidades de AMI y habilitar las nuevas aplicaciones inteligentes para la empresa y clientes.

Debido a que los despliegues de medición inteligente son en general masivos y en diferentes zonas geográficas, y considerando la gran diversidad de productos ofrecidos en el mercado, las aplicaciones suelen realizarse con soluciones de diferentes fabricantes. Como se mencionó anteriormente, en general, las marcas poseen sus propias plataformas recolectoras (AMR) para sus sistemas AMI, plataformas que aún no pueden integrarse, por lo que es común que en una empresa de energía convivan más de un AMR, representativos de cada marca de medidores y soluciones que hayan instalado. Esta tipología surge a raíz de la falta de estandarización y de la poca apertura de los protocolos, como ya se mencionó.

Sabiendo esto, es claro que se torna difícil administrar todos los datos generados por los AMR, y más si se les dan usos para los cuales no fueron específicamente diseñados, como análisis de datos, operaciones de medidores, etc.

Como solución a los inconvenientes citados es que surgen los sistemas llamados MDM (Meter Data Management MDM), destinados a amalgamar todos los datos

provenientes de los diferentes AMR que se encuentren operativos, y de otras fuentes, que pueden no estar directamente relacionadas con el sistema AMI, pero que pueden aportar información útil, como un terminal de servicio de un operario, datos provenientes de sistemas de gestión comercial o de gestión de clientes, etc.

Algunas de las tareas que realiza un MDM incluyen:

- **Recopilación de datos:** Recolecta datos de medidores inteligentes, sistemas de automatización de subestaciones y otros dispositivos de medición en tiempo real o a intervalos programados.
- **Almacenamiento de datos:** Almacena los datos recopilados en bases de datos seguras y escalables para su posterior acceso y análisis.
- **Procesamiento de datos:** Realiza procesos de validación, corrección y enriquecimiento de los datos para garantizar su precisión y calidad.
- **Análisis de datos:** Ofrece capacidades analíticas avanzadas para interpretar los datos recopilados y extraer información valiosa, como patrones de consumo, tendencias del mercado y comportamiento del cliente.
- **Gestión de la demanda:** Utiliza los datos recopilados para gestionar de manera más eficiente la demanda de energía, identificando oportunidades de ahorro y optimización en el suministro.
- **Facturación:** Proporciona información precisa y detallada sobre el consumo de los clientes para la facturación.
- **Integración de sistemas**: Integra datos de medidores con otros sistemas empresariales, como sistemas de gestión de clientes (CRM) y sistemas de gestión de redes (GIS), para mejorar la eficiencia operativa y la toma de decisiones.

En resumen, la Figura 3.6 representa un esquema de un sistema de gestión de datos de una infraestructura AMI centrado en el MDM. Esta plataforma de gestión de datos es una herramienta fundamental para las empresas de servicios públicos, ya que les permite explotar el potencial del equipamiento instalado en campo y gestionar de manera efectiva los datos de medición, mejorar la eficiencia operativa y ofrecer un mejor servicio a los clientes [15].

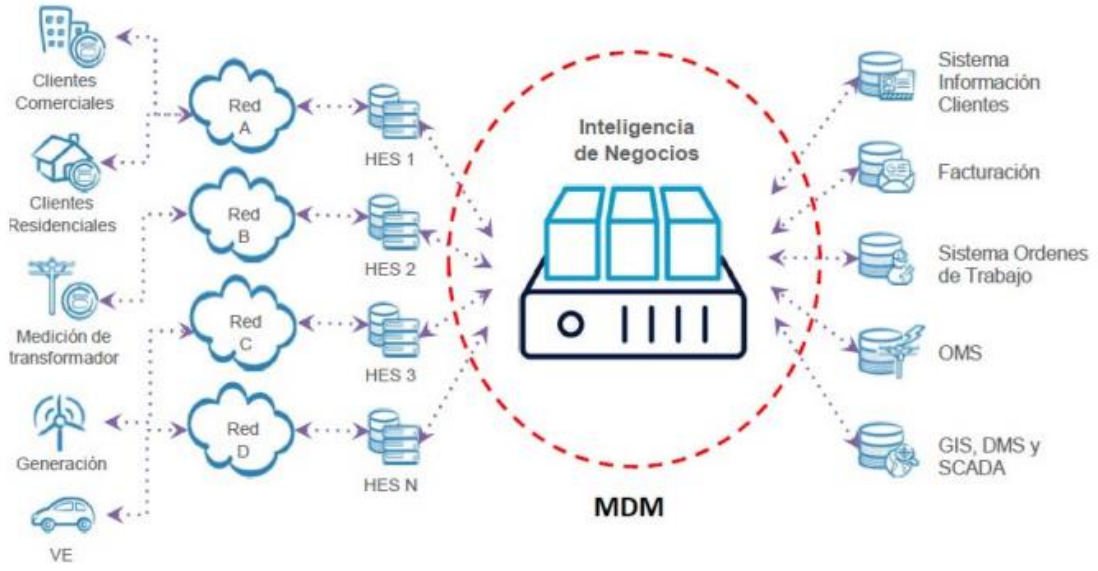

Figura 3.6. Esquema del sistema MDM [16].

4 Beneficios y oportunidades de la instalación de sistemas AMI

La incorporación y despliegue de los sistemas AMI que se describieron hasta aquí, genera una gran cantidad y variedad de beneficios que las empresas distribuidoras de energía pueden capitalizar en ámbitos técnicos, operativos y comerciales.

AMI propone cambios en todos los aspectos afines a la distribución y venta de electricidad, algunos de los cuales transgreden lo tecnológico, avanzando sobre cuestiones conceptuales que hasta ahora no podían ser abordadas con la medición tradicional, como por ejemplo influir sobre los hábitos de consumo, gestionar nuevos servicios o cambiar la relación que actualmente existe entre el usuario y su prestador de servicio.

En el presente capítulo se pretende describir cuáles son los aspectos para los cuales AMI aporta nuevas herramientas o valor agregado a aquellas que ya existen.

4.1 Beneficios técnicos y operativos

A continuación, se describen aquellos beneficios de índole técnica u operativa que surgen a partir de la instalación de un sistema de medición inteligente. Estas nuevas funciones tienen un impacto positivo tanto en las tareas operativas, como en la toma de lectura o las inspecciones de suministros, como así también en las labores técnicas como el monitoreo, operación y planificación de la red.

4.1.1 Lectura remota

La lectura remota en medidores inteligentes es una tecnología que permite la recopilación de datos de consumo de energía eléctrica de manera automatizada y a distancia. Las capacidades de comunicación de estos equipos les permiten enviar información sobre el consumo de electricidad a los proveedores de servicios públicos sin necesidad de que un técnico visite físicamente el lugar para leer el medidor.

Este nuevo método de extracción de lecturas permite:

- Recopilación de datos en tiempo real: tener una visión precisa del uso de energía de sus clientes.

- Reducción de costos de lectura de medidores: Se elimina la necesidad de enviar lectores de medidores a las ubicaciones de los clientes.
- Facturación precisa: Al eliminar errores humanos en la lectura manual, se contribuye a una facturación más precisa y transparente.

4.1.2 Medición de variables de la red

Desde antes de la aparición de los medidores inteligentes, ya existían medidores de energía electrónicos que podían realizar la lectura de las diferentes variables de la red. Con la evolución tecnológica de estos dispositivos, esta propiedad se ha intensificado, y actualmente la mayoría de los medidores inteligentes permiten la medición y el perfilado de variables representativas de la red o del servicio, como son, tensión, corriente, factor de potencia, ángulos de fase, distorsión armónica, etc. La diferencia a favor de la medición inteligente es que ahora esta información puede ser enviada de manera automática en tiempo o cada cierto periodo de tiempo a un centro de control, y dejarla disponible para ser utilizada. Además, los dispositivos inteligentes pueden detectar problemas en la red por sus propios medios, como picos de tensión, interrupciones de servicio, etc. Esta propiedad permite enviar alarmas específicas de estos sucesos a los centros de control, para que se atiendan a la brevedad, acortando así el tiempo de respuesta a las fallas.

4.1.3 Detección de cortes de servicio

Ante la ocurrencia de un corte de suministro eléctrico, es lógico que el medidor se apague, y por consecuencia se imposibilite el uso de sus atributos, entre ellos el envío de datos. Sin embargo, existe un recurso que aún en estas condiciones puede alertar respecto al acontecimiento de este evento.

Esta herramienta requiere la utilización de un modem de comunicaciones integrado del tipo celular, con el cual, ante un corte de servicio, el medidor envía inmediatamente un mensaje alertando al centro recolector de esta situación. Esta técnica se llama “last gasp” (último suspiro), y consiste en enviar un aviso vía red celular luego de un corte, haciendo uso de la energía almacenada en la batería interna.

Esta propiedad de los medidores inteligentes es muy valiosa, ya que permite detectar e informar de un evento importante como un corte de servicio, aun cuando por consecuencia de la falla, la mayoría de los dispositivos del sistema se encuentran sin alimentación.

4.1.4 Detección de fraudes y anomalías por eventos o alarmas

Los medidores inteligentes están equipados con múltiples herramientas destinadas a la detección de fraudes o anomalías que puedan ocurrir tanto en el suministro como sobre el propio equipo. En general, estos recursos son comunes a varios dispositivos de diferentes marcas y modelos, por lo que podemos considerar que los que se listan a continuación estarán presentes en la mayoría de los equipos:

- Detección de apertura de tapa de bornes.
- Detección de apertura de tapa principal.
- Detección de presencia de campos magnéticos.
- Detección de corriente inversa.
- Detección de diferencias de corriente entre fases y neutro.

Además, los medidores son capaces de registrar y almacenar ocurrencias de diferentes índoles que se denominan eventos, y que el medidor identifica y rotula con una estampa de tiempo precisa, detectando así el momento de ocurrencia exacto. Existen un gran número de sucesos que los medidores inteligentes pueden detectar e informar; a continuación, se listan algunas categorías que engloban a eventos generados por dispositivos inteligentes.

- Eventos de detección fraude.
- Eventos de calidad suministro.
- Eventos de apagones.
- Eventos de comunicaciones.
- Eventos por campos magnéticos.
- Eventos de fallo alimentación.

Estas herramientas cobran aún más importancia y utilidad con la capacidad de poder enviar esta información en tiempo real a un centro de control, que decidirá cómo proceder ante alguno de estos sucesos.

Es claro que estos recursos contribuyen significativamente a reducir los fraudes de hurtos de energía, y a mejorar la calidad de la prestación del servicio, lo que permite una respuesta más eficiente ante la ocurrencia de distintas anomalías y una menor pérdida de energía.

4.1.5 Balances de energía

El balance de energía en la medición es una técnica utilizada para garantizar que toda la energía eléctrica que entra a la red se contabilice correctamente. La misma se realiza comparando los valores de los consumos, es decir, aquella energía que se entrega a los usuarios, contra la cantidad entregada por la subestación transformadora a la que estos se encuentran conectados. La diferencia entre esos dos valores es considerada como una pérdida, que a su vez puede clasificarse como “pérdida técnica” y “pérdida no técnica”, conceptos que se tratan más adelante.

La incorporación de sistemas AMI hace que los balances de energía sean fáciles de implementar y con altos niveles de exactitud. Esto se debe, en principio, a que se cuenta con los datos de los consumos actualizados en forma diaria o en tiempo real, ya que se tiene un valor actualizado de la energía que se está entregando a los clientes.

Por otro lado, se ingresan los datos que un dispositivo contabiliza en la salida de las subestaciones transformadoras, información que también se envía por los mismos canales de comunicación que los medidores de los suministros y que se utiliza en los cálculos. Muchas veces estas mediciones en las estaciones transformadoras se realizan mediante recursos que posee el propio concentrador de datos, que además de un equipo de comunicaciones puede oficiar de un dispositivo metrológico.

A modo de ejemplo, en la Figura 4.1 se muestra un balance donde se compara la energía entregada por el transformador de una SET con los consumos reportados por todos los medidores inteligentes conectados aguas abajo de dicho transformador. Las barras de la figura expresan la energía registrada por los medidores y la transferida por el transformador en cada hora del día (en kWh, unidades en el eje vertical izquierdo). La diferencia entre ambas magnitudes es la pérdida de energía para esa SET, la cual se expresa de manera porcentual a través de la línea continua roja (unidades en el eje vertical derecho). Este tipo de reportes puede generarse sin mayores complicaciones utilizando los datos y las herramientas provistas por los sistemas AMI, aportando información de gran valor para el análisis de la eficiencia de la red.

Posteriormente puede realizarse un estudio utilizando estos y otros datos para identificar el origen de estas pérdidas, con el fin de clasificarlas en técnicas y no técnicas y ejecutar las tareas de corrección correspondientes.

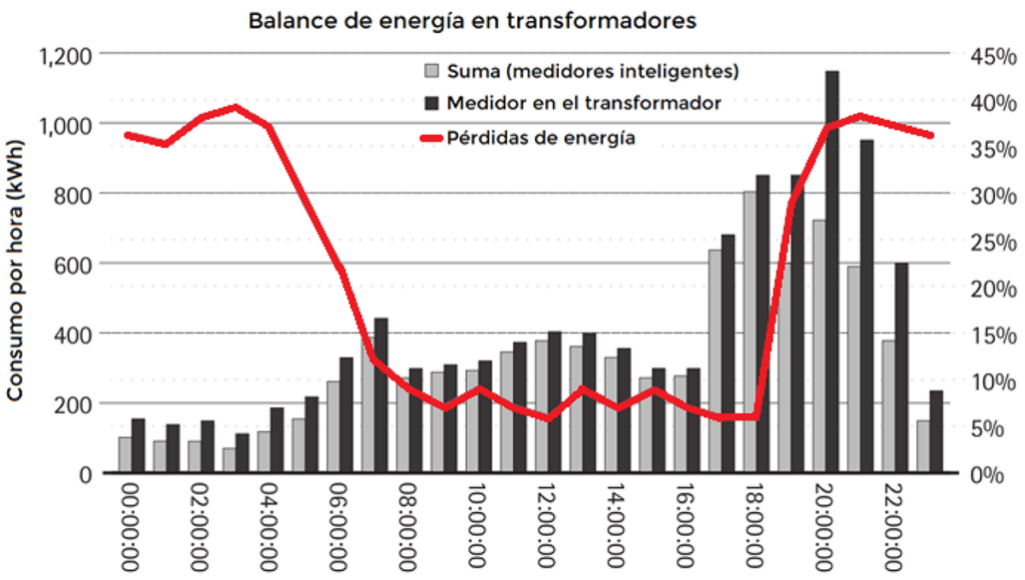

Figura 4.1. Balance de energía en un transformador [2].

En resumen, el balance de energía es una herramienta esencial para la gestión efectiva de la electricidad, asegurando que toda la energía generada y distribuida se contabilice correctamente, facilitando la identificación de pérdidas y consecuentemente mejorando la eficiencia del sistema.

4.1.6 Reducción de pérdidas

Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas hacen referencia a la energía que se disipa en forma de calor durante la transmisión y distribución de electricidad a través de la red eléctrica. Con los medidores inteligentes, las distribuidoras pueden monitorear con mayor precisión la energía suministrada a la red en comparación con la energía efectivamente consumida por los usuarios finales. Cualquier discrepancia entre estas cifras puede indicar pérdidas técnicas en la red. Los datos detallados proporcionados por los medidores permiten a los operadores de la red identificar áreas específicas donde las pérdidas técnicas son más altas, lo que les permite tomar medidas para mejorar la eficiencia de la red, como la actualización de equipos obsoletos o la optimización de la infraestructura.

Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas, también conocidas como pérdidas comerciales, se refiere a la energía que se pierde debido a factores no técnicos, como el hurto de electricidad, errores en la facturación, conexiones ilegales y fallas en la gestión de la distribución eléctrica. Estas pérdidas representan una preocupación importante para las empresas de

distribución eléctrica, ya que pueden tener un impacto financiero significativo y socavar la eficiencia del sistema eléctrico.

Los medidores inteligentes proporcionan datos detallados y actualizados sobre el consumo de energía de cada cliente, lo que facilita la detección de anomalías que podrían indicar pérdidas comerciales. Por ejemplo, los algoritmos de análisis de datos pueden identificar patrones irregulares de consumo que podrían indicar fraudes o manipulaciones en los medidores.

La capacidad de los sistemas MDM de monitorizar el consumo de energía en tiempo real con los datos que llegan desde los medidores también permite a los proveedores detectar rápidamente cualquier discrepancia entre el suministro de energía registrado y los ingresos generados por la facturación. Esto puede ayudar a identificar problemas de facturación, como lecturas incorrectas de medidores, y prevenir pérdidas comerciales.

4.1.7 Gestión de la Generación Distribuida

Los medidores inteligentes desempeñan un papel fundamental en la gestión y el monitoreo de los sistemas de Generación Distribuida. La GD hace referencia a la producción de energía eléctrica en pequeñas instalaciones ubicadas cerca de los puntos de consumo, generalmente infraestructuras basadas en paneles solares o pequeñas turbinas eólicas.

Los sistemas AMI facilitan la integración de esta nueva tecnología con las redes eléctricas tradicionales, realizando tareas de medición y gestión que permiten conocer con exactitud tanto a los propietarios de la GD, como a las empresas de servicios públicos cuánta energía se está produciendo y consumiendo. Esta información es útil y relevante para la gestión y operación en tiempo real de la red, como así también para la planificación y la expansión de la misma.

4.1.8 Planificación de la expansión de la red

La optimización de la expansión de la red eléctrica utilizando la información proporcionada por los medidores inteligentes es un enfoque moderno que permite a las empresas distribuidoras mejorar la planificación, operación y eficiencia de las redes. Los sistemas AMI suministran datos detallados de múltiples puntos del sistema eléctrico, lo que permite realizar un análisis preciso a la hora de proyectar el crecimiento de las redes.

Considerando que se obtiene tanto información histórica como en tiempo real, las empresas de servicios públicos pueden predecir los picos de demanda y planificar la capacidad necesaria para satisfacer estas necesidades. Esto ayuda a identificar áreas donde la demanda está creciendo rápidamente, permitiendo una expansión proactiva en estas zonas. Los patrones de consumo en tiempo real ayudan a identificar cuándo y dónde se necesita más infraestructura, permitiendo priorizar las inversiones en áreas que requieren actualizaciones urgentes.

4.2 Beneficios comerciales

A continuación, se realiza una descripción de aquellos beneficios de índole comercial o de modelo de negocios que surgen a partir de la explotación y análisis de los datos provenientes de los medidores inteligentes, y del uso de las capacidades de comunicación bidireccional de estos dispositivos.

4.2.1 Corte y reposición automática

La capacidad de realizar cortes y reconexiones de servicios eléctricos de manera remota es una de las funciones más valorables y capitalizables de los medidores inteligentes. Estas operaciones pueden llevarse a cabo de forma más eficiente y conveniente en comparación con los medidores tradicionales que requieren intervención física en el sitio. Para el caso del corte, el proveedor puede determinar la necesidad de desconectar el suministro por diversas razones, como pueden ser falta de pago, mantenimiento programado o seguridad del sistema. Una vez que se toma la decisión de cortar, el centro de control envía una orden de corte al medidor inteligente. El medidor recibe la orden y desconecta el suministro mediante el accionamiento de un relé interno preparado para este fin, interrumpiendo la entrega de electricidad al cliente. Para el caso de la reconexión, luego de verificar que se han cumplido los requisitos necesarios (más allá del tiempo que transcurra), el centro de control envía una orden de reconexión al medidor inteligente correspondiente. Este recibe la orden y procede a restablecer el suministro eléctrico de manera remota, permitiendo que la electricidad fluya nuevamente.

Es importante destacar que la capacidad de realizar cortes y reconexiones remotas con medidores inteligentes ofrece ventajas tanto para las compañías eléctricas como para los usuarios, entre las que se destaca la celeridad al momento de realizar estas operaciones. El hecho de no tener que enviar operarios al sitio del suministro a realizar

acciones manuales, acelera los tiempos de ejecución de esta tarea, reduciendo los costos para las distribuidoras, acortando el tiempo sin servicio para el usuario y evitando el costo social del corte con presencia de personal.

4.2.2 Resolución de reclamos improcedentes

Es común para las empresas eléctricas recibir reclamos por parte de los usuarios relacionados a sus consumos y las facturas derivadas de ellos por considerarlos erróneos. Pero muchas de estas quejas son provocadas por acciones o fallas que son injerencia de los propios clientes (problemas en instalaciones internas, cambios en los hábitos de consumo, incorporación de electrodomésticos, etc.), y que están fuera del alcance y la responsabilidad de la distribuidora. Estos reclamos en general disparan procedimientos que implican tareas de distinta índole, que van desde la inspección visual de un suministro, hasta el retiro y reemplazo del medidor para realizar ensayos de laboratorio. Estas acciones requieren de una carga de trabajo que conlleva costos, que según la resolución del caso pueden correr a cargo de las empresas o de los consumidores.

La incorporación de medición inteligente puede aportar en gran medida a la mitigación de estas demandas. Basándose en la información que entregan los medidores, se pueden sacar conclusiones que identifiquen si un reclamo es plausible de ser atendido por la distribuidora, o si por el contrario es improcedente, es decir, que la empresa no tiene responsabilidad o incumbencia sobre el mismo. De tratarse del último caso, se genera un gran ahorro en costos y tiempos de resolución, además de que se puede dar respuesta inmediata a las solicitudes del usuario. Por otro lado, y como se verá más adelante, esta tecnología permite al cliente acceder a información en tiempo real sobre su comportamiento de consumo, factor que también contribuye a la merma de reclamos improcedentes.

4.2.3 Implementación de tarifas dinámicas

Los medidores inteligentes tienen la capacidad de manejar calendarios internos y crear tarifas horarias con diferentes características, o crear esquemas tarifarios considerando distintos factores. Un ejemplo podría ser la diferenciación tarifaria tradicional, que impone diferentes costos de la energía según los horarios del día, pero también pueden crearse incentivos para el consumo en días u horarios particulares, dependiendo de la disponibilidad de generación. En la práctica, llevar adelante estas estrategias no implica

realizar cambios en las configuraciones de los medidores, sino que se puede aprovechar la capacidad del medidor de registrar consumos perfilados por horarios.

Con estas herramientas, la distribuidora podría crear promociones según la disponibilidad de energía del mercado, publicitarla por diferentes canales de comunicación para que lleguen al usuario, y luego facturarlas con el precio diferenciado, aprovechando que el medidor tendrá en sus registros el consumo de ese día y horario en particular. Si bien este es un esquema que se usa para los grandes consumidores (fábricas, complejos comerciales, etc.), en general no se emplea para los usuarios de bajas demandas, como residenciales, comercios, etc.

Si bien las tarifas dinámicas pueden implementarse de varias formas según lo determine la distribuidora, en la Figura 4.2 se muestran a modo de ejemplo algunas que podrían adoptarse, desde algo simple, como establecer solo dos bandas horarias (pico y fuera de pico), a algo más complejo, como es el caso de tarifas que cambian su valor en tiempo real y/o en función de las señales de precio del mercado mayorista.

La utilización de estas tarifas variables hace que cliente adopte distintos comportamientos de consumo con el fin de aprovechar los mejores precios de energía disponibles dentro de sus posibilidades. Esta nueva metodología, que permite incentivar determinados horarios de consumo, abre las puertas para implementar distintas estrategias orientadas a gestión de la demanda.

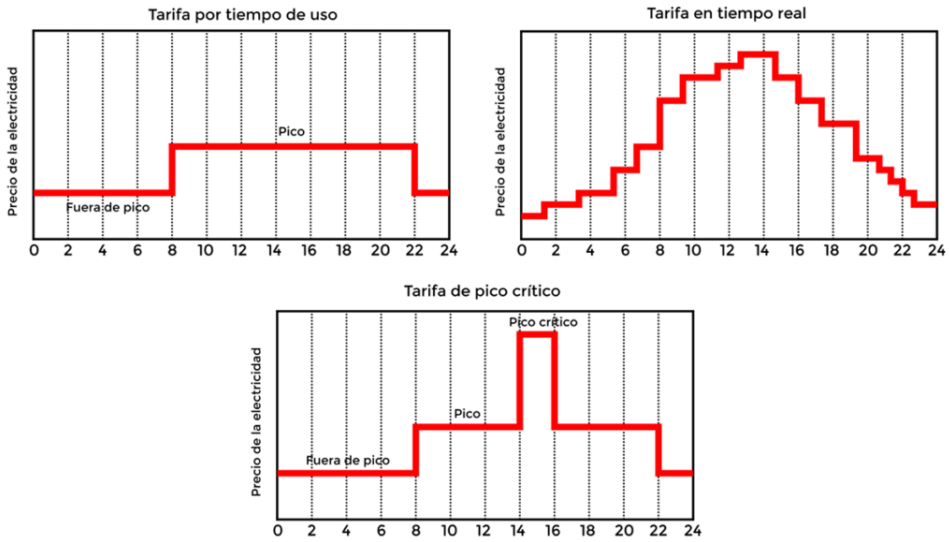

Figura 4.2. Ejemplos de implementación de tarifas dinámicas [2].

4.2.4 Información de consumo en tiempo real

Una nueva oportunidad que surge con la incorporación de tecnología en la medición de energía eléctrica es el acceso a información detallada del consumo por parte de los usuarios. En la actualidad, esta información se obtiene a través de las facturas del servicio, lo que limita a los clientes a conocer su gasto únicamente al recibir la factura. Esto a menudo generaba disconformidades y reclamos contra la distribuidora.

La capacidad de los sistemas AMI para registrar y transmitir información permite que las empresas ofrezcan herramientas para que los consumidores accedan a sus datos de consumo y a otras variables relacionadas con su suministro. La implementación de este servicio puede realizarse a través de una aplicación móvil o mediante una página web donde los usuarios puedan consultar sus datos en cualquier momento.

El acceso a este tipo de información permite al usuario conocer cuanta energía ha consumido y consecuentemente saber cuánto dinero ha gastado en un período específico. Como resultado, el cliente puede saber el costo que tendrá su factura al final del período, brindándole una herramienta para controlar su consumo de acuerdo a su capacidad de pago. Por otro lado, esta herramienta que se brinda al usuario también trae beneficios adicionales, como la reducción de reclamos, la disminución de la morosidad y la mejora de la satisfacción del cliente con el proveedor.

4.2.5 Gestión de la demanda

Para llevar adelante estrategias de gestión de la demanda, se requiere un vínculo de colaboración estrecho entre el cliente y la distribuidora, ya que en líneas generales se trata de ajustar el consumo del usuario al estado de la red eléctrica. Estas estrategias pueden definirse como un conjunto de herramientas diseñadas para modificar los patrones de consumo de energía de la demanda, con el fin de optimizar el funcionamiento de los sistemas eléctricos.

Aunque el concepto de gestión de la demanda no es nuevo, el interés en ella ha crecido recientemente, impulsado por el avance de las REIs y las capacidades de comunicación de los medidores. En este nuevo contexto, los clientes pueden alterar sus patrones de consumo en respuesta a las variaciones del costo de la energía a lo largo del tiempo o a incentivos financieros que fomentan un menor consumo durante los períodos en los que el precio del mercado mayorista es alto, o cuando la fiabilidad del sistema está en riesgo.

En esencia, el cliente "pone a la venta" su capacidad de ajustar su demanda según las solicitudes del operador del sistema. Así, una estrategia de gestión de la demanda en una red eléctrica inteligente puede ayudar a los consumidores a utilizar la energía de manera más eficiente, aprovechando los períodos de menor consumo. Por ejemplo, en el ámbito doméstico, el cliente podría optar por una tarifa económica en la cual el operador del sistema puede ajustar las configuraciones de su aire acondicionado, la iluminación o el uso de un lavarropas para funcionar cuando el valor de la tarifa sea bajo (fuera del horario pico).

Sin embargo, implementar este tipo de estrategias requiere no solo la infraestructura de medición y comunicaciones adecuada, sino también la creación de nuevos modelos de negocios, la aceptación por parte del cliente, y la adaptación de las normas regulatorias del mercado eléctrico.

En la Figura 4.3 se exponen las principales estrategias de gestión de la demanda que pueden implementarse. Las mismas son: recorte de pico, en la que se apagan cargas al llegar a un valor de demanda determinada; desplazamientos de carga, en la que el funcionamiento de la carga se mueve de una banda horaria a otra, y el llenado de valles, donde se combina la capacidad de almacenamiento con el uso de la red en los horarios donde la demanda de energía es menor.

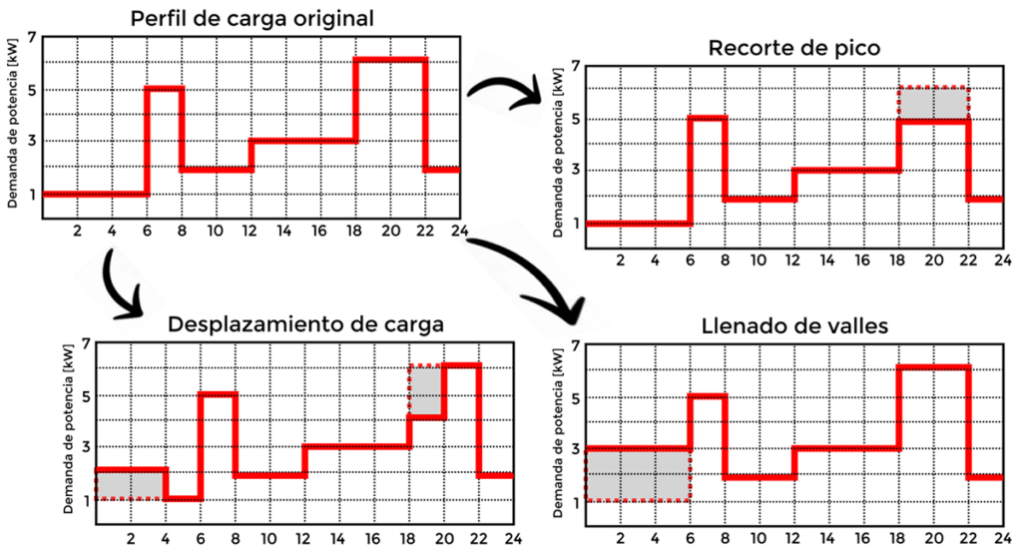

Figura 4.3. Estrategias de gestión de la demanda [2].

4.2.6 Reducción de costos de facturación y de administración

El proceso de facturación del servicio de energía eléctrica no ha evolucionado mucho con el transcurso de los años. Si bien se han incorporado herramientas que perfeccionaron el procedimiento, todavía en la mayor parte de los casos se depende de un operario que visite los suministros y de forma manual releve los valores de los medidores, con los tiempos muertos y errores que surgen del propio procedimiento.

La incorporación de medición inteligente mejora sustancialmente esta situación, introduciendo los siguientes beneficios:

- Extracción de datos de consumo sin errores de lectura o transcripción.
- Eliminación del tiempo muerto entre lectura y facturación.
- Facturación mensual en vez de bimestral.
- Permite acomodar el vencimiento de pago conforme a fecha de cobro del usuario, incorporando un servicio beneficioso para el cliente.
- Reducción de costos operativos.
- Fácil implementación de modo prepago para usuarios morosos.

En resumen, los sistemas AMI hacen que el proceso de facturación sea más preciso, eficiente y transparente, beneficiando tanto a los consumidores como a los proveedores de energía.

4.2.7 Eficiencia energética

La medición inteligente es una tecnología clave para mejorar la eficiencia energética, principalmente considerando la incorporación de monitoreo en tiempo real del consumo de energía. Esta capacidad facilita la identificación de patrones de uso y picos de demanda, lo que, a su vez, permite implementar diversas estrategias que contribuyan con la mejor utilización de la energía. Además, los sistemas de medición inteligente pueden detectar anomalías rápidamente, como fugas o equipos defectuosos, permitiendo intervenciones oportunas que reducen el desperdicio de energía.

Con datos precisos, las empresas eléctricas pueden optimizar la distribución, minimizando las pérdidas en la red y mejorando la eficiencia operativa. Asimismo, estos sistemas facilitan la integración de fuentes de energía renovable al proporcionar datos detallados sobre la generación y el consumo, permitiendo una mejor gestión de la oferta

y la demanda. Además, incorporan la participación de los consumidores al proporcionar información detallada sobre su consumo de energía, fomentando hábitos más eficientes y reduciendo las facturas eléctricas.

En conjunto, estos aspectos hacen que la medición inteligente sea esencial para una gestión energética más eficiente y sostenible.

5 Inserción de AMI en los sistemas eléctricos

5.1 Metodología para la inserción de AMI

En la presente sección se pretende desarrollar una reseña orientativa respecto a cuáles son las etapas que deben llevarse adelante para la implementación de medición inteligente. Se resumen los aspectos claves que una distribuidora de energía debe considerar a la hora de iniciar las primeras experiencias de incorporación de esta tecnología. En la Figura 5.1 se presenta un diagrama de las etapas mencionadas.

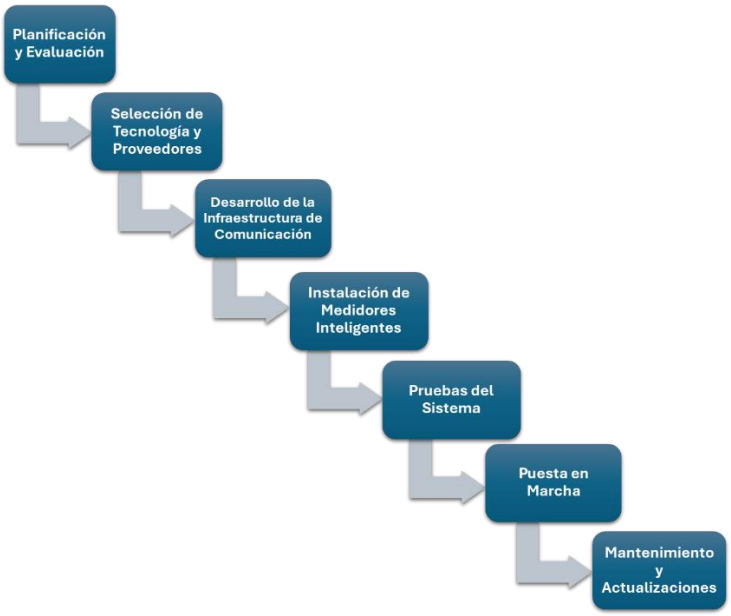

Figura 5.1. Pasos para implementación exitosa de AMI.

5.1.1 Planificación y Evaluación

La etapa de planificación y evaluación es fundamental para cualquier proyecto, y la implementación de medición inteligente no es la excepción. Este paso es íntegramente organizativo, pero de vital importancia y debe realizarse para que desde el principio el proyecto se adapte a las necesidades específicas de la empresa de energía, y cumpla los objetivos establecidos. Para ello se recomiendan realizar las etapas que se describen en los apartados siguientes:

- **Análisis de Necesidades**

Se trata de evaluar las necesidades específicas de la empresa, la zona, región o área de distribución específica, con el fin de determinar los requisitos del sistema de medición

inteligente. Para ello, se deben identificar claramente los objetivos, definiendo qué se espera lograr con la implementación de medidores inteligentes y cómo estos objetivos se alinearán con las necesidades de todas las partes interesadas en la concreción del proyecto.

Es crucial involucrar a todas estas partes desde el principio, a través de consultas y comunicación continua, para identificar y mitigar posibles problemas, asegurando que el proyecto de medición inteligente se desarrolle de manera eficiente y satisfactoria para todos los involucrados. Además, es necesario realizar un análisis detallado de la factibilidad económica y financiera, que incluya los costos asociados con la adquisición de medidores inteligentes, infraestructura de comunicación, software, instalación y mantenimiento. Este análisis permite estimar el presupuesto total necesario y asegurarse de que los recursos financieros estén disponibles para llevar a cabo el proyecto de manera efectiva.

- **Evaluación de Infraestructura:**

Debe considerarse que la implementación de una infraestructura AMI puede ejecutarse aprovechando, en parte, las redes eléctricas e instalaciones existentes. Este hecho resalta la importancia de evaluar en primera instancia la infraestructura con la que se cuenta, para determinar cuál es el estado de la misma, ya que esto impactará no solo en los costos de adquisición e instalación de nuevos equipos, sino también en los procesos de instalación y mantenimiento. Es por ello que desde el principio se debe determinar qué partes de la infraestructura existente pueden reutilizarse y cuáles necesitan ser actualizadas o reemplazadas para soportar el sistema de medición inteligente. Es preciso realizar una inspección de los gabinetes que alojan a los medidores actuales para determinar su estado, ya que en ellos irán instalados los nuevos medidores.

La infraestructura eléctrica existente también debe ser revisada, incluyendo postes, transformadores y líneas eléctricas. Asegurarse de que estos elementos estén en buen estado y sean adecuados para la nueva tecnología es esencial para evitar problemas técnicos y garantizar la viabilidad del nuevo proyecto.

Otro aspecto crítico es la evaluación de la infraestructura de comunicación. Se examinan las redes y equipos existentes, asegurando que sean adecuados para soportar la nueva infraestructura de medición, o en su defecto determinar cuáles deben ser reemplazados, actualizados o desplegados desde cero.

5.1.2 Selección de Tecnología y Proveedores

Esta fase implica la evaluación minuciosa de las diversas tecnologías disponibles en el mercado, así como la identificación de proveedores confiables que puedan suministrar los componentes necesarios para el proyecto y el soporte técnico adecuado.

- **Investigación de Opciones:**

La investigación y evaluación de las potenciales opciones tecnológicas para el proyecto proporcionan una base sólida para tomar decisiones sobre la alternativa más adecuada. Es esencial realizar una revisión exhaustiva de las diferentes tecnologías disponibles en el mercado, valorando sus características, capacidades, costos y beneficios. Esto incluye la revisión de especificaciones técnicas, compatibilidad con sistemas existentes y capacidad de integración. Es crucial asegurarse de que los medidores inteligentes y otros componentes cumplan con los estándares y normativas relevantes, garantizando así la calidad y seguridad del sistema. Además, se debe considerar la flexibilidad y escalabilidad de las soluciones disponibles, asegurando que puedan adaptarse a futuras expansiones o cambios en las necesidades del proyecto. En este sentido, las visitas a instalaciones ya existentes de otras distribuidoras y la evaluación de sus experiencias pueden ser útiles para valorar la calidad y fiabilidad de estos proyectos.

- **Evaluación de Proveedores:**

Si bien, en general, las empresas eléctricas realizan la selección de proveedores mediante un concurso o licitación pública, en estas instancias es esencial evaluar la reputación y experiencia de estos en el mercado, así como su capacidad para cumplir con los requisitos técnicos y operativos del proyecto.

Además de un análisis de los productos y servicios ofrecidos, es importante incluir una revisión de sus capacidades de soporte y mantenimiento. Es fundamental que los proveedores seleccionados ofrezcan un servicio de atención al cliente eficaz y accesible, así como soporte técnico y garantías para los productos y servicios proporcionados. La capacidad de respuesta ante problemas técnicos y la disponibilidad de piezas de repuesto son factores clave para asegurar la continuidad del servicio y minimizar tiempos de inactividad.

- **Pruebas Piloto:**

Las pruebas piloto son una etapa esencial en la implementación de un sistema de medición inteligente, ya que permiten evaluar el rendimiento y la efectividad del sistema en un entorno acotado antes de su despliegue a gran escala. En principio, debe realizarse una selección cuidadosa del área y grupo de usuarios donde se llevará a cabo la prueba piloto. Es importante elegir una muestra representativa que incluya diferentes tipos de clientes (residenciales, comerciales, industriales) y en lo posibles múltiples condiciones de la red de distribución, para obtener una visión completa de cómo funcionará el sistema en diferentes escenarios.

Una vez seleccionada el área de prueba, se procede con la instalación de los medidores inteligentes y la infraestructura de comunicación necesaria. Es crucial realizar una instalación meticulosa y documentar cada paso para identificar posibles problemas y su resolución.

Luego, durante la prueba piloto, deben monitorearse varios aspectos del sistema, incluyendo la fiabilidad de la transmisión de datos, la interoperabilidad entre los diferentes componentes y la respuesta del sistema ante diferentes condiciones operativas. Se deben realizar pruebas exhaustivas y de exigencia para asegurar que el sistema pueda manejar diversos escenarios sin fallos. Un aspecto clave de las pruebas piloto es la resolución de los problemas que van surgiendo durante la implementación. Cualquier inconveniente durante esta fase debe ser abordado y resuelto, procurando documentar debidamente cuáles fueron las causas y las soluciones para asegurar que no se repitan en la ejecución a gran escala. Otros resultados importantes que arrojan las pruebas piloto son los costos en un entorno real, lo que incluye a los costos de implementación y operación del sistema, que son difíciles de evaluar en la etapa de diseño y proporcionan una visión clara de la viabilidad económica del proyecto a gran escala.

Finalmente, al concluir la prueba piloto, se debe realizar una evaluación detallada de los resultados y elaborar un informe completo. Este informe debe incluir todos los hallazgos, problemas identificados, soluciones implementadas y recomendaciones para la implementación a gran escala. Basándose en estos resultados, se puede tomar una decisión informada sobre la viabilidad del despliegue completo del sistema de medición inteligente.

En las siguientes figuras se muestra una evolución temporal en la instalación de medidores inteligentes para una prueba piloto (poca cantidad de clientes). En la 5.2, se

puede observar un plano de tendido de BT, con detalle de los medidores tradicionales instalados y las ubicaciones de cada uno de los suministros en los cuales se planifica instalar MIs. Este tipo de planos se utiliza regularmente para planificar las tereas operativas.

La figura 5.3 muestra la forma en la que se visualizan los medidores inteligentes desde una plataforma de recolección de datos una vez realizadas las instalaciones. Los puntos que allí se ven, muestran la ubicación de cada medidor inteligente y su estado, el color (verde para estos casos) indica que ese punto en específico posee una comunicación correcta y finalmente la etiqueta donde se indica “PLC” hace referencia al tipo de comunicación por el cual cada medidor está enviando datos. Para este caso, todos los medidores están conectados PLC, mediante un concentrador de datos, pero también puede indicarse que la comunicación se establece por otra tecnología, como por ejemplo celular.

Estos puntos también podrían mostrarse en amarillo o rojo, lo que indica una comunicación deficiente, o directamente un medidor sin comunicación respectivamente.

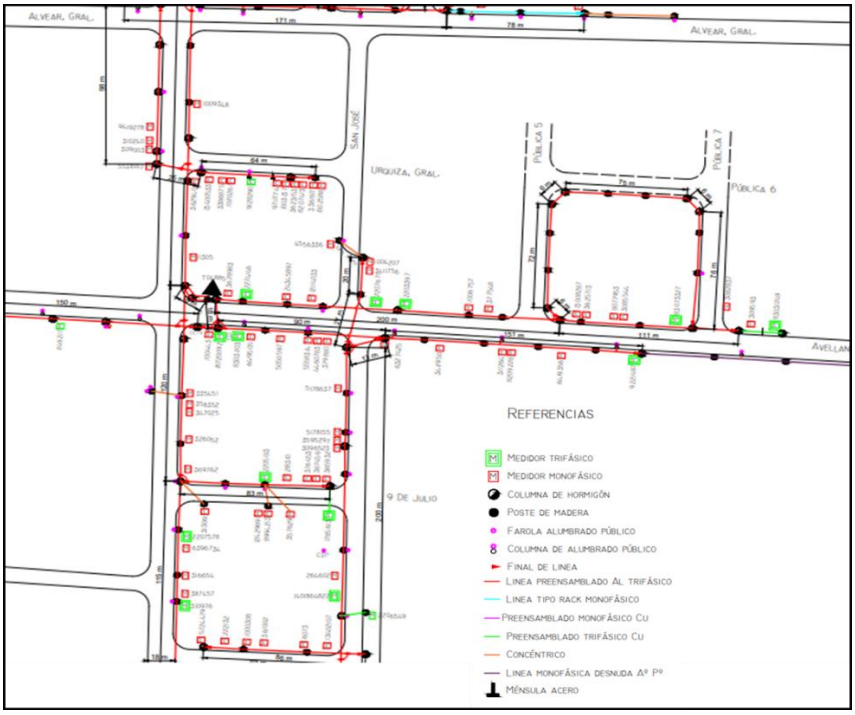

Figura 5.2. Plano de tendido de BT con ubicación de medidores existentes.

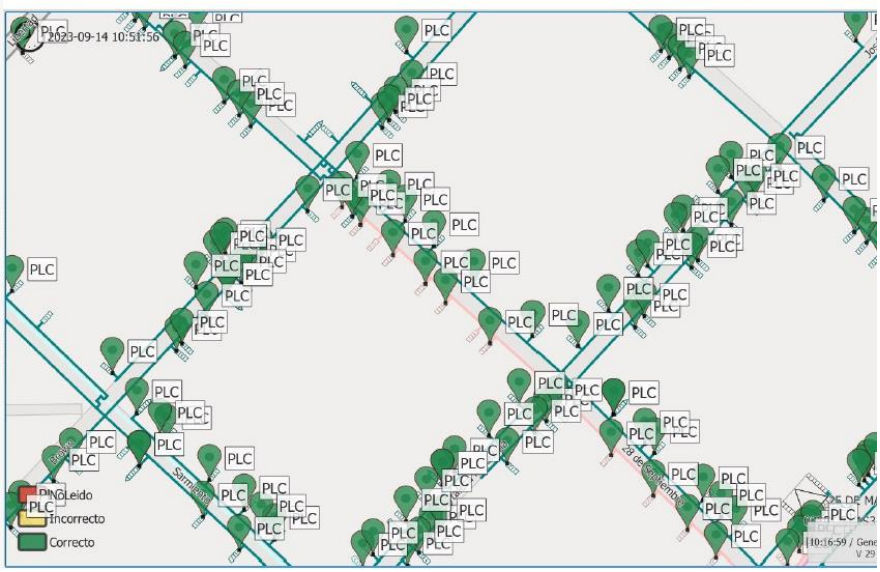

Figura 5.3. Visualización de MIs en plataforma de recolección de datos.

5.1.3 Desarrollo de la Infraestructura de Comunicación

El desarrollo de la infraestructura de comunicación debe pensarse con el objetivo de maximizar la transmisión de los datos generados por los MIs hacia los sistemas de gestión centralizados. Con este objetivo, deben tenerse en cuenta las siguientes cuestiones al momento de la evaluación y selección de tecnologías de comunicación.

- **Selección de la Tecnología Adecuada**

La selección del tipo de tecnología a utilizar dependerá de varios factores, entre los que están las características geográficas del área de implementación, la cantidad de datos que se espera transmitir, la frecuencia con la que se encuesta a los medidores, etc. Sin embargo, lo más relevante en este sentido es, probablemente, es la tipología y las condiciones de la infraestructura de medición existente, entre las que se incluyen el tipo de tendido eléctrico de baja tensión, el tipo de acometidas y el estado de ambos. Esto último es determinante, ya que la tecnología más difundida en AMI es PLC, la cual utiliza el cable de potencia como medio de transporte de datos. Teniendo esto en cuenta, a modo de ejemplo, es posible mencionar que al momento de realizar la selección tecnológica en aquellos lugares donde el tendido de BT sea precario, es conveniente utilizar una comunicación RF *mesh* mientras que en los casos donde la red esté en buenas condiciones, es conveniente implementar PLC.

Considerando lo anterior, es posible decir que la evaluación de tecnologías disponibles es un proceso integral que requiere un análisis de todas las variables

involucradas en el proyecto, y no solamente aquellas que tienen que ver específicamente con las comunicaciones. Es crucial que en las pruebas se evalúe el rendimiento de cada tecnología en el contexto específico del proyecto para asegurar que la solución elegida satisfaga las necesidades de la implementación final de manera eficiente y efectiva.

- **Capacidad de Datos**

La capacidad de datos se refiere a la cantidad de información que la red de comunicación puede procesar y transmitir en un período de tiempo determinado. Se trata de asegurar que la red pueda manejar el volumen de datos esperado. Para esto, es esencial calcular la cantidad de datos que cada medidor inteligente generará, por ejemplo, en forma diaria, incluyendo lecturas de consumo, alertas y otras informaciones relevantes. Esto permite dimensionar la red adecuadamente para evitar congestiones y asegurar un flujo de datos continuo. También permitirá determinar cuáles serán las capacidades de los servidores y los tamaños de las bases de datos que estarán a disposición para atender las necesidades del proyecto.

Además, se debe tener en cuenta la implementación de mecanismos para gestionar picos de tráfico, como puede ser el caso de lecturas simultáneas de un gran número de medidores. Esto incluye la capacidad de almacenar temporalmente datos en los medidores o en los concentradores hasta que la red pueda transmitirlos sin sobrecargarse. En estos casos también deberá prestarse atención a cuáles serán las prioridades que se asignarán a los datos que circulan por la red, por ejemplo, si hay una operación de corte o reposición en el momento de un pico de demanda de datos, estas deben ser atendidas y ejecutadas con mayor prioridad que el resto.

- **Escalabilidad**

Se deberá considerar que la solución tecnológica seleccionada sea escalable para asegurar que el sistema pueda adaptarse a futuros aumentos en el número de medidores instalados o en la cantidad de datos transmitidos. En este sentido, debe prestarse mayor atención para implementaciones en aquellas zonas donde haya mayores posibilidades de aumento en la cantidad de clientes, como zonas residenciales nuevas, construcción de edificios de departamentos, etc.

5.1.4 Instalación de Medidores Inteligentes

La instalación física de medidores inteligentes es el proceso que mayor demanda de trabajo operativo y de coordinación implica en la implementación del sistema. Debe considerarse que, además de los medidores, en esta etapa también deben instalarse los concentradores de datos en los puntos seleccionados. Por este motivo, debe prestarse especial atención a esta fase del proyecto, realizando una planificación detallada, una buena capacitación del personal y una ejecución prolija y organizada.

A continuación, se describen las tres instancias que como mínimo deberían realizarse para llevar adelante la tarea de instalación física de medidores.

- **Planificación de la Instalación**

Es necesario desarrollar una planificación de instalación que cubra todos los aspectos del proceso de instalación, y que contemple tanto los aspectos técnicos como comerciales. En esta planificación deben incluirse los siguientes puntos:

- **Áreas de Instalación**: Identificar y priorizar las áreas donde se instalarán los medidores inteligentes, definiendo una zona de instalación que contemple la distribución de las subestaciones, los tipos de tendidos de distribución, la cantidad y tipo de clientes, etc. Esto incluye realizar estudios previos para determinar las mejores ubicaciones basadas en factores como la demanda de energía, la infraestructura existente y otros parámetros que pueden ser de interés particular para las empresas distribuidoras.
- **Cronograma**: Definir un cronograma claro y realista que especifique las fechas de inicio y finalización de cada etapa del proceso de instalación. El cronograma debe considerar todos los factores, incluidos el tiempo necesario para la adquisición de equipos, la capacitación del personal y la instalación física de los medidores y concentradores en las subestaciones, y el proceso de puesta en marcha de las comunicaciones.
- **Recursos Necesarios**: Identificar todos los recursos necesarios para la instalación, incluidos los equipos, herramientas, materiales y personal que serán necesarios para el despliegue del sistema. Es importante contemplar todos los detalles relacionados a esta tarea para intentar minimizar los errores u omisiones que posteriormente puedan interferir con el normal transcurso de

instalación. Esto también incluye planificar la logística para la entrega y el almacenamiento.

- **Capacitación del Personal**

La capacitación del personal es fundamental para asegurar que los medidores inteligentes se instalen correctamente y los procedimientos comerciales se cumplan. Debe considerarse instruir al personal tanto en la instalación eléctrica, como en la puesta en marcha de las comunicaciones y la realización de los procesos comerciales.

A continuación, se detallan algunos de los principales aspectos que deben cubrirse en el proceso de formación.

- **Procedimientos de instalación eléctrica**: Proporcionar conocimiento detallado sobre los procedimientos específicos para la instalación de medidores inteligentes. Esto incluye, cómo retirar los medidores antiguos, instalar los nuevos medidores y asegurar las conexiones adecuadas.
- **Procedimiento de chequeo de comunicaciones:** Instruir al personal para que sea capaz de evaluar si el vínculo de comunicación entre los medidores instalados y el centro recolector se ha establecido con éxito. Si esto no sucede, los operarios deberán tener la capacidad suficiente para intentar una solución al problema, al menos en una primera instancia.
- **Procedimientos comerciales:** Capacitar a los operarios sobre los procedimientos asociados al levantamiento del medidor existente y la colocación de uno nuevo. Además, se deben registrar adecuadamente todos los movimientos de números de serie de equipos y precintos instalados.
- **Mantenimiento preventivo y correctivo**: Capacitar al personal sobre las prácticas de mantenimiento preventivo para prolongar la vida útil de los medidores, así como también en la realización de reparaciones o ajustes en caso de fallos o problemas técnicos.
- **Seguridad en el trabajo**: Asegurar que todo el personal esté capacitado en prácticas de seguridad para evitar accidentes durante la instalación y el mantenimiento de los medidores. Esto incluye el uso adecuado de elementos de protección personal y el cumplimiento de las normativas de seguridad eléctrica.

- **Uso de herramientas y equipos**: Preparar al personal en el uso adecuado de todas las herramientas y equipos necesarios para la instalación. Esto incluye equipos de medición, dispositivos de comunicación y softwares relacionado. Considerar que, a muchos operarios, la utilización de algunas de estas herramientas o recursos les resultará totalmente nueva en relación a las tareas de instalación de medidores tradicionales.

- **Instalación Física**

La instalación física de los medidores inteligentes requiere de varios pasos que son clave para una correcta ejecución de las tareas.

- **Preparación del suministro**: Asegurarse que cada suministro, incluidas la caja del medidor y la acometida en general, esté preparado adecuadamente. Esto puede incluir desde la limpieza del sector, hasta la verificación de la infraestructura eléctrica existente y la normalización en el caso de encontrarse anomalías.
- **Retiro de medidores antiguos**: Desconectar y retirar de manera segura los medidores instalados. Este proceso debe seguir procedimientos estándar que contemplen la seguridad del personal y la integridad de la infraestructura eléctrica.
- **Instalación de nuevos medidores**: Instalar los medidores inteligentes en las ubicaciones designadas. Debe asegurarse de que cada medidor esté correctamente conectado a la red eléctrica y a los sistemas de comunicación necesarios. Puede no ser obligatorio que se hayan asignado previamente los medidores a cada uno de los suministros, ya que en general la mayoría de los sistemas puede reconocer automáticamente la instalación de un medidor y reportarlo al centro recolector.
- **Pruebas de funcionamiento**: Realizar pruebas iniciales sencillas y rápidas para verificar que cada medidor esté funcionando correctamente. Esto incluye confirmar que los medidores registren consumo y se comuniquen eficazmente con el sistema central. Esto último puede realizarse verificando y confirmando que se ha transmitido el aviso de instalación.
- **Registro y documentación**: Documentar cada instalación, incluyendo la ubicación del medidor, el número de serie, la fecha de instalación y cualquier

observación relevante. Esta documentación es crucial para el seguimiento, la asociación final de cada cliente con cada dispositivo y el mantenimiento futuro.

En relación con la instalación física de medidores, una estrategia que se recomienda incorporar es instalar algunos medidores con módem celular dentro de cada alimentador de baja tensión. Esto se debe a que, en el caso de producirse un corte de energía, el medidor y los concentradores quedan sin alimentación desde la red, lo que trunca el funcionamiento normal del canal de comunicaciones habitual, y la posibilidad de enviar un aviso por ese medio. Los módems celulares generalmente cuentan con una función llamada “last gasp”, que inmediatamente luego de un corte, envía una alarma informando este evento, valiéndose como medio de alimentación de una reserva de energía en un supercapacitor o en la batería interna del medidor. Esta estrategia permite saber casi en tiempo real si se ha producido un corte en ese alimentador especifico y/o en la subestación a la que estos medidores están conectados.

5.1.5 Pruebas del Sistema

La realización de pruebas es una tarea importante en el despliegue de MIs que se recomienda ejecutar, al menos en una primera instancia, en paralelo con la instalación física de los mismos. Esta prueba es un primer chequeo que se efectúa con el objetivo de asegurar que todos los componentes funcionen. Se debe verificar que desde los medidores hasta la infraestructura de comunicación y los sistemas de gestión, operen correctamente y cumplan con los requisitos establecidos.

Sin embargo, en este proceso, es casi inevitable localizar problemas o fallas que no pueden solucionarse durante los procedimientos de instalación, y requieran una atención más detallada. Es por esto que, en una etapa posterior, deben llevarse adelante tareas focalizadas de solución de problemas, donde se identifiquen y resuelvan las discrepancias o problemas detectados durante las primeras pruebas, lo que incluye la corrección de errores de configuración, ajustes en la integración de sistemas y la optimización del rendimiento general del sistema. En este punto es importante que se consideren las experiencias relevadas de las pruebas piloto.

5.1.6 Puesta en Marcha

Completadas las etapas de instalación y comprobación, y teniendo la seguridad de que los medidores están operativos y que la transmisión de datos se realiza correctamente, se activa el sistema para comenzar a recolectar datos en tiempo real y en forma permanente.

Durante las primeras semanas, se efectúa una monitorización inicial para detectar cualquier anomalía o problema potencial, lo que permite realizar ajustes y optimizaciones según sea necesario para mejorar el rendimiento del sistema, incluyendo arreglos en la configuración de los medidores, mejoras en la gestión de datos, o cambios en la infraestructura de comunicación. Estos procedimientos aseguran que el sistema opere de manera estable y precisa desde el principio.

5.1.7 Mantenimiento y Actualizaciones

Durante el transcurso de la vida útil del proyecto debe implementarse un plan de mantenimiento preventivo y otro de actualizaciones permanentes del sistema con el objetivo de asegurar el funcionamiento óptimo y la disponibilidad continua de los medidores inteligentes y su infraestructura de comunicación.

El plan de mantenimiento debe contemplar inspecciones programadas, pruebas de funcionamiento y ajustes preventivos, garantizando que los medidores operen eficientemente y que cualquier problema potencial se identifique y se solucione antes de que afecte el servicio.

Las actualizaciones del sistema deben realizarse en forma periódica, procurando mantener el sistema alineado con las últimas tecnologías y estándares de seguridad. Para ello, deben renovarse tanto los componentes de hardware como los de software, mediante acciones como instalaciones de parches de seguridad, mejoras de rendimiento, inclusión de nuevas funcionalidades, incorporación de nuevos equipos, etc.

Implementar un plan de mantenimiento sólido y conservar el sistema actualizado no solo prolonga la vida útil de los equipos, sino que también asegura la confiabilidad y la eficiencia continua del sistema de medición inteligente.

5.2 Caso de aplicación: implementación de medición inteligente en Energía de Entre Ríos S.A

En el marco de las transformaciones tecnológicas que atraviesa el sector eléctrico a nivel mundial, la empresa distribuidora Energía de Entre Ríos S.A. (ENERSA) decidió iniciar el proceso de implementación de MIs. Esta decisión estratégica tiene como objetivo optimizar la gestión operativa, mejorar la calidad del servicio eléctrico y sentar las bases para una red de distribución más flexible y eficiente.

En este sentido, en agosto de 2024, ENERSA inició un proyecto de despliegue de MIs, que contempla la instalación de 20000 puntos de medición en una zona urbana de aproximadamente 5 km², ubicada en la zona céntrica de la ciudad de Paraná, Entre Ríos (ver Figura 5.4). Dicho proyecto, ha atravesado diversas etapas claves hasta la fecha: planificación estratégica, evaluación y selección tecnológica, procesos licitatorios, adjudicación de proveedores y el desarrollo de criterios técnicos y operativos.

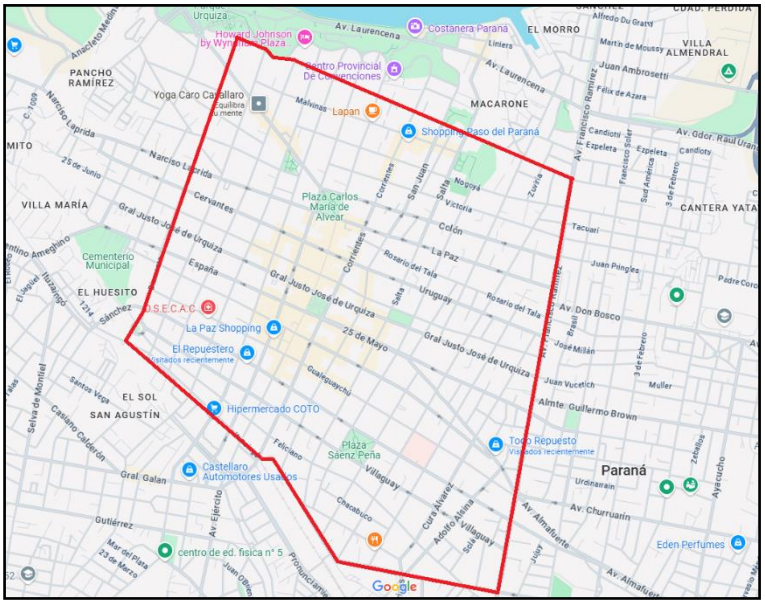

Figura 5.4. Zona de implementación del proyecto: localidad de Paraná.

Es importante mencionar que el proyecto incluye una prueba piloto de 500 usuarios a desarrollarse en Aldea Brasilera, localidad vecina de Paraná. Esta ubicación fue seleccionada como entorno de prueba para validar en condiciones reales las tecnologías involucradas en cuanto a interoperabilidad entre dispositivos, procesos de gestión de datos y la interacción con los sistemas comerciales y operativos de la empresa.

El proyecto de incorporación de AMI llevado adelante por ENERSA consiste en una solución de tipo tradicional, basada en medidores inteligentes de formato estándar,

instalados mediante el reemplazo directo de los dispositivos existentes en los suministros. Esta modalidad de implementación no implica modificaciones en los emplazamientos de los medidores, ni intervenciones sobre la red de distribución existente.

En la actualidad, el proyecto se encuentra en una fase intermedia de desarrollo, a la espera de la recepción de los medidores y equipamientos necesarios para su implementación. Hasta el momento, se han completado diversas etapas preliminares, que serán detalladas en los apartados siguientes. Paralelamente, se avanza en la planificación del despliegue operativo para la instalación física de los dispositivos, así como en la definición de distintos aspectos técnicos y logísticos fundamentales para garantizar la correcta implementación del sistema.

A continuación, se presentan las etapas del proyecto ejecutadas hasta la fecha, analizadas en correspondencia con los lineamientos técnicos y metodológicos definidos en la sección 5.1, con el propósito de demostrar su grado de aplicabilidad y adecuación en el contexto operativo real.

5.2.1 Planificación y Evaluación

- **Análisis de las necesidades:**

La empresa definió como objetivo principal llevar adelante una implementación de medición inteligente que genere un impacto significativo, tanto en términos operativos como institucionales. Este enfoque responde a la necesidad de establecer un punto de partida sólido para el despliegue futuro de la tecnología AMI, permitiendo validar en el terreno los beneficios del sistema y sentar precedentes técnicos y organizacionales dentro de la distribuidora.

Teniendo en cuenta las características propias de las redes AMI, donde el rendimiento de las comunicaciones se ve favorecido por la densidad de los suministros (dado que la eficiencia de la red de datos mejora cuando los medidores se encuentran en zonas aglomeradas), se consideró esencial seleccionar un área geográfica que concentre una cantidad significativa de puntos de suministro. A este criterio técnico se sumó un objetivo institucional: la empresa buscaba generar también un impacto visual y comunicacional que evidenciara su compromiso con la modernización tecnológica, posicionando su imagen como una distribuidora orientada hacia la transformación digital del sistema eléctrico.

En función de estos lineamientos, se decidió realizar la implementación inicial en la zona céntrica de la ciudad de Paraná, capital provincial. Esta elección cumple con los requisitos técnicos de densidad de suministros, factibilidad operativa y visibilidad institucional.

- **Evaluación de la infraestructura.**

Una vez definido el sitio de aplicación, se procedió a evaluar la infraestructura existente con el objetivo de determinar su adecuación para soportar el despliegue del sistema de medición inteligente, tanto en lo referente a la morfología de los medidores como a los requerimientos de comunicación asociados. El área seleccionada, correspondiente al centro de la ciudad de Paraná, presenta una red de baja tensión predominantemente subterránea. En ella, la mayor parte de los componentes eléctricos (conductores, cajas de empalme, dispositivos de protección y morsetería) fueron instalados mediante obras de canalización planificadas, lo que ha permitido alcanzar un buen nivel de ordenamiento urbano y conservación de las instalaciones.

Adicionalmente, el sector se caracteriza por una alta densidad demográfica y un importante grado de aglomeración de suministros, factores que resultan especialmente beneficiosos para la eficiencia de los sistemas de comunicación de una red AMI, dado que mejoran el desempeño de las redes malladas y facilitan la cobertura con menos infraestructura complementaria.

En cuanto a las tipologías de suministro presentes, se observa una evolución progresiva desde instalaciones convencionales hacia configuraciones más modernas. La mayoría de los usuarios disponen de acometidas subterráneas que desembocan en pilares de medición tradicionales (nichos normalizados), así como en cajas colectivas para múltiples usuarios, típicamente ubicadas en edificios residenciales o de oficinas. Estas condiciones permiten reutilizar gabinetes existentes para la instalación de los nuevos medidores inteligentes, siempre que su estado físico y disposición interna sean compatibles con los requerimientos técnicos del nuevo equipamiento.

Cabe destacar que las redes de baja tensión subterránea, como las presentes en esta zona, si bien presentan ventajas en términos de estética urbana, durabilidad y menor exposición a eventos climáticos, también imponen desafíos técnicos para la instalación de equipos, inspección y mantenimiento. La imposibilidad de acceder fácilmente a las canalizaciones obliga a que toda intervención sea planificada con mayor precisión y que

se maximice el uso de infraestructura existente, minimizando roturas o excavaciones innecesarias.

5.2.2 Selección de Tecnología y Proveedores

- **Investigación de opciones**

En la etapa de análisis de alternativas tecnológicas para el proyecto, resulta fundamental considerar el estado actual del mercado argentino en cuanto a disponibilidad de soluciones AMI. Esta realidad impone ciertas restricciones en la selección de tecnologías, ya que las opciones disponibles en el país son aún limitadas en comparación con mercados más desarrollados. Del relevamiento de tecnologías y experiencias locales surge que la mayoría de los proveedores activos en el país ofrecen MIs de formato tradicional, tanto monofásicos como trifásicos (en configuraciones directas e indirectas), adaptables a redes residenciales, comerciales e industriales. En cuanto a los sistemas de comunicación, predominan dos tipos de soluciones: PLC y comunicaciones móviles, principalmente mediante redes 3G y 4G/LTE.

- **Evaluación de proveedores**

En relación con los proveedores, se llevó a cabo un proceso de licitación pública, en el cual se especificaron todos los aspectos técnicos y funcionales del proyecto. El pliego licitatorio incluyó desde los requerimientos particulares de los distintos tipos de medidores hasta las características operativas, de interoperabilidad y escalabilidad de la plataforma de recolección, gestión y análisis de datos. Esta estrategia permitió establecer los criterios de selección y asegurar la alineación de las soluciones ofertadas con los objetivos del proyecto.

- **Prueba Piloto**

Dado que este proyecto constituye la primera experiencia de ENERSA en el despliegue de una infraestructura AMI a gran escala, fue necesario identificar y abordar una serie de aspectos técnicos y operativos que debían ser integrados para asegurar el correcto funcionamiento del sistema. Entre estos aspectos se incluyen la configuración de las redes de comunicación, la puesta en marcha del sistema recolector de datos, la integración con plataformas existentes, así como también la validación de procedimientos de instalación, operación y mantenimiento.

Con el fin de anticipar y mitigar posibles inconvenientes durante el despliegue masivo, se decidió realizar una experiencia previa en forma de prueba piloto. Dicha prueba permitirá evaluar de manera práctica y en un entorno controlado los aspectos más importantes, como las comunicaciones, la integración con sistemas de gestión de datos existentes y las tareas operativas de instalación y mantenimiento. Esta estrategia tiene como objetivo optimizar el diseño final del proyecto, capacitar al personal técnico involucrado y validar tanto el equipamiento como las configuraciones seleccionadas.

Para esta prueba piloto se eligió una localidad pequeña, con el propósito de lograr una cobertura completa de todos los suministros y subestaciones, y así obtener una experiencia integral que fuera representativa tanto desde el punto de vista del despliegue físico como de la operación del sistema en condiciones reales. La localidad seleccionada fue Aldea Brasilera ya que representa un escenario favorable para un despliegue piloto; la misma cuenta con unos 500 usuarios, distribuidos en cinco subestaciones transformadoras, redes de BT ordenadas, bajo nivel de fraude y dista solamente a 20 km de la ciudad de Paraná.

La Figura 5.5 muestra el tamaño y la localización relativa de Aldea Brasilera, mientras que la Figura 5.6 expone parte de su red de distribución en baja tensión.

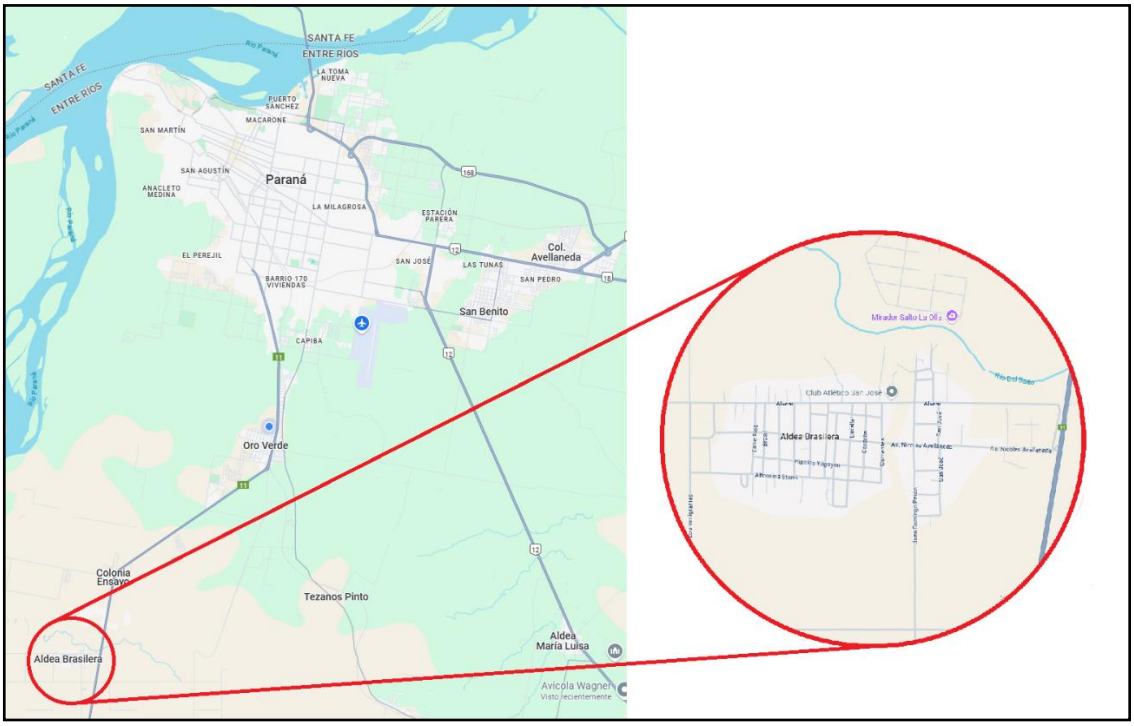

Figura 5.5. Ubicación y tamaño de la localidad de Aldea Brasilera.

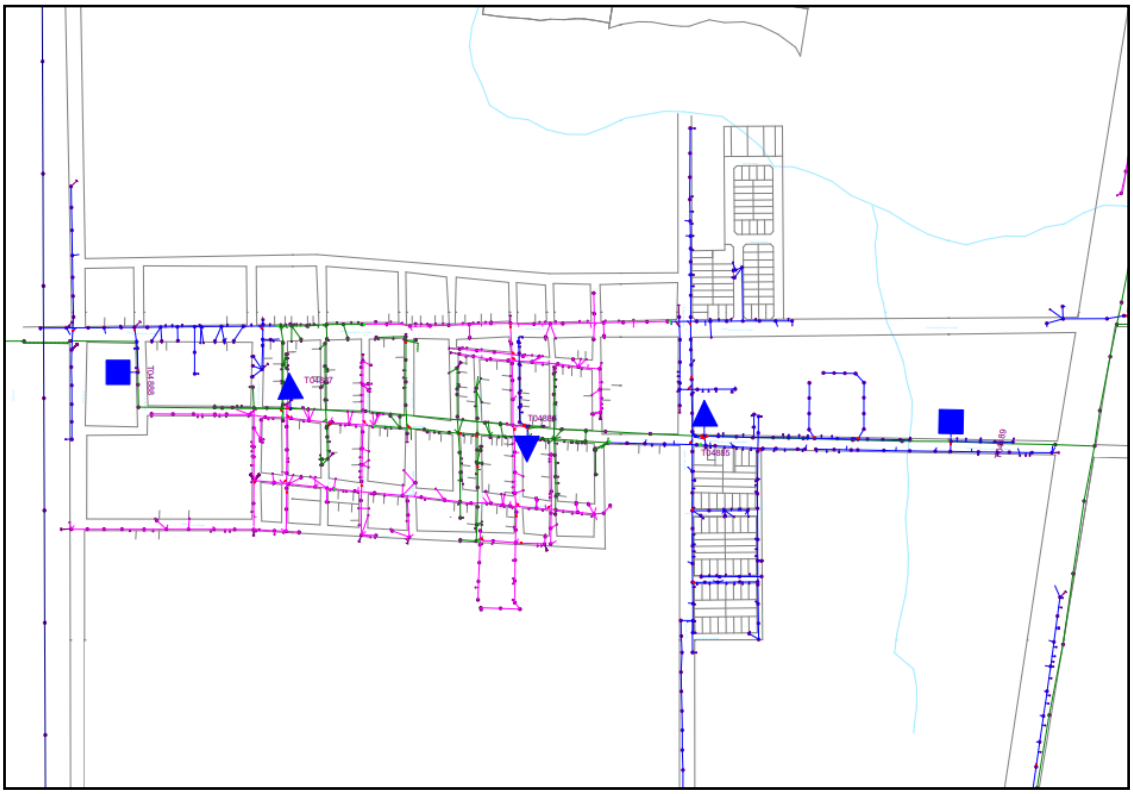

Figura 5.6. Plano del tendido de distribución en baja tensión.

5.2.3 Desarrollo de la Infraestructura de Comunicación

- **Selección de la tecnología adecuada**

En el proceso de selección de la tecnología de comunicaciones para el proyecto, se tuvo en cuenta la configuración particular de la red de baja tensión del área de aplicación. Dado que se trata de un tendido subterráneo, esta infraestructura presenta un mayor nivel de organización y prolijidad en comparación con redes aéreas convencionales, lo cual resulta favorable para la transmisión de datos a través de la red eléctrica. Adicionalmente, la zona presenta una alta densidad de suministros, lo que representa una ventaja significativa para el uso de tecnologías de comunicación del tipo *mesh*, ya que la proximidad entre medidores favorece la estabilidad de los enlaces, mejora la redundancia y reduce la probabilidad de pérdida de paquetes de datos. Otro aspecto relevante es que las subestaciones transformadoras se encuentran en general en condiciones estructurales adecuadas, protegidas del entorno exterior, lo cual reduce el deterioro por exposición a agentes climáticos y contribuye a la preservación de la infraestructura eléctrica y de comunicación.

Considerando todas estas condiciones y evaluando además las soluciones tecnológicas actualmente disponibles en el mercado argentino, se definió como estrategia de

comunicaciones la implementación de una arquitectura basada en tecnología PLC como solución principal. Esta se complementa con conectividad celular 4G/LTE, utilizada en situaciones puntuales donde la red PLC no alcanza cobertura suficiente desde un concentrador, o bien en aquellos casos donde la cantidad de suministros asociados a una subestación transformadora no justifica la instalación de un concentrador dedicado. Esta combinación de tecnologías permite optimizar la cobertura, minimizar los costos de infraestructura adicional y asegurar una operación escalable del sistema AMI.

- **Capacidad de Datos**

Para el dimensionamiento adecuado de la capacidad de las bases de datos que deberán almacenar la información proveniente del sistema de medición inteligente, es fundamental considerar, en primera instancia, las distintas fuentes de generación de datos. En el caso particular de este proyecto, se identifican los siguientes orígenes principales:

- *Medidores instalados en usuarios finales*. Corresponden a los dispositivos ubicados en cada punto de suministro. Estos equipos generan y transmiten datos comerciales (como energía activa y reactiva consumida) y variables eléctricas de instrumentación (tensión, corriente, frecuencia, entre otras) asociadas al comportamiento individual de cada usuario.
- *Medidores instalados en subestaciones transformadoras*. Se trata de medidores ubicados en las SETs de distribución, destinados al relevamiento de parámetros eléctricos representativos de la operación de cada una de ellas. Estos datos resultan clave para el monitoreo de la calidad de servicio y la evaluación del rendimiento de la infraestructura.
- *Concentradores de datos.* Los concentradores generan eventos, alarmas y registros en tiempo real sobre el estado operativo de la red de medición, lo que incrementa la cantidad y frecuencia de datos a ser almacenados.

Cabe destacar que los medidores instalados en usuarios constituyen el mayor volumen de dispositivos del sistema, y, consecuentemente, representan la principal fuente de generación de datos.

Todo lo anterior fue considerado en el diseño de la arquitectura de almacenamiento de datos, incluyendo estimaciones de volumen diario, retención histórica, a fin de garantizar un sistema robusto, escalable y alineado con los requerimientos del proyecto.

- **Escalabilidad**

Como se mencionó anteriormente, ENERSA tiene el objetivo de continuar avanzando con nuevos proyectos de medición inteligente en el futuro, extendiendo progresivamente la cobertura del sistema AMI a otras zonas de su área de concesión. En este sentido, desde el punto de vista de la arquitectura de comunicaciones, el sistema adoptado (basado en una topología jerárquica con concentradores de datos y medidores aguas abajo) permite una ampliación ordenada y modular. Esta configuración facilita la expansión del sistema a través de la instalación de nuevos concentradores en SETs adicionales, junto con la incorporación de MIs asociados a esos puntos. De este modo, la infraestructura puede crecer de manera progresiva, sin necesidad de rediseñar el sistema central ni de interrumpir el funcionamiento de los segmentos ya operativos.

Sin embargo, esta escalabilidad técnica se ve condicionada por un aspecto que actualmente representa un desafío: la interoperabilidad entre dispositivos de distintas marcas. A pesar de que el proyecto busca una estandarización lo más amplia posible, muchos de los dispositivos disponibles en el mercado nacional e internacional aún operan con protocolos de comunicación, plataformas de gestión y estructuras de datos propietarios, desarrollados por cada fabricante.

Esta situación dificulta la integración de equipos de diferentes marcas dentro de un mismo sistema AMI, ya que pueden existir incompatibilidades en la interpretación de comandos, en los mecanismos de seguridad, en las interfaces con el sistema recolector o en la forma de representar y almacenar los datos. A modo de ejemplo, si bien la mayoría de los proveedores declara compatibilidad con estándares internacionales como DLMS/COSEM o IEC 62056, en la práctica suelen implementarlos de manera parcial o con extensiones propias, lo que reduce la interoperabilidad efectiva. Esta falta de estandarización total puede representar un obstáculo para la escalabilidad a mediano y largo plazo, ya que restringe la libertad de elección del proveedor en futuras licitaciones, limita la posibilidad de sustituir equipos defectuosos por equivalentes de otras marcas y obliga a mantener múltiples plataformas de gestión, lo que complejiza la operación y el mantenimiento del sistema.

5.2.4 Instalación de Medidores Inteligentes

Esta etapa del proyecto aún no ha sido ejecutada, dado que los equipos se encuentran actualmente en fase de fabricación. No obstante, ya se ha elaborado una planificación para la instalación, que contempla la secuencia de implementación y los recursos necesarios para llevarla a cabo de manera eficiente.

- **Planificación de la instalación**

La planificación del despliegue contempla las siguientes fases:

- *Instalación de concentradores*

En una arquitectura de comunicaciones basada en tecnología PLC, es necesario instalar concentradores de datos en puntos estratégicos de la red de baja tensión. Para esta aplicación, se ha definido que los concentradores serán instalados dentro de las subestaciones transformadoras. Esta etapa debe ejecutarse con anterioridad a la instalación de los medidores, ya que estos últimos necesitan tener disponible el canal de comunicación desde el momento de su puesta en marcha para comenzar a transmitir datos al sistema recolector.

- *Instalación de medidores en SETs*

De forma complementaria a la instalación de los concentradores, se prevé la colocación de medidores específicos en cada SET. Estos equipos permitirán el monitoreo de variables eléctricas relevantes de la red de distribución en ese punto. La instalación de estos medidores se realizará de manera conjunta con la de los concentradores, optimizando así los recursos disponibles.

- *Instalación de medidores en usuarios*

Esta etapa contempla la instalación masiva de medidores inteligentes en los suministros ubicados dentro de la zona definida para el proyecto. Considerando el alto volumen de dispositivos a instalar y las restricciones temporales impuestas por el cronograma general, se evaluó que la ejecución de esta tarea con personal propio de la distribuidora implicaría una velocidad de despliegue limitada, principalmente debido a la disponibilidad operativa restringida de los recursos internos. Considerando esta situación, se resolvió tercerizar las tareas operativas mediante la contratación de empresas especializadas, seleccionadas a través de un proceso de licitación.

- *Normalización de suministros*

Aprovechando el despliegue logístico que implica la visita a cada uno de los puntos de suministro para la instalación de medidores, se ha planificado realizar en simultáneo tareas de normalización de las instalaciones. Esto implica que, en caso de detectarse anomalías o deficiencias en los componentes de la conexión, se procederá a su reparación o reemplazo. Estas intervenciones abarcarán el tramo comprendido entre la red de baja tensión y el punto de medición, con el objetivo de asegurar que, al finalizar la implementación de los medidores inteligentes, todas las instalaciones asociadas se encuentren en condiciones óptimas de funcionamiento, seguridad y conformidad normativa.

En conclusión, esta descripción de la experiencia del autor en la implementación de infraestructura de medición inteligente, se puede apreciar una alineación con los lineamientos metodológicos expuestos en la sección 5.1, que plantean un enfoque estructurado y progresivo para el despliegue de sistemas AMI. La planificación estratégica, la evaluación técnica del entorno, la selección tecnológica y la estructuración de etapas operativas responden, en líneas generales, a las recomendaciones teóricas establecidas, lo que evidencia una apropiada transferencia de conceptos al plano práctico. No obstante, también se identifican algunas diferencias entre la formulación teórica y su aplicación en el terreno, principalmente condicionadas por factores propios del contexto local. Los principales factores son la disponibilidad limitada de tecnologías en el mercado argentino, la falta de estandarización plena en protocolos de comunicación y la necesidad de adaptar ciertas decisiones técnicas a las características particulares de la infraestructura existente.

6 Desafíos y Consideraciones para la implementación de AMI

Como se ha visto hasta aquí, la implementación de infraestructura AMI ofrece grandes beneficios tanto para las empresas de servicios públicos como para los consumidores. No obstante, este proceso presenta desafíos significativos que deben ser abordados de manera efectiva para asegurar el éxito de su implementación.

6.1 Aspectos técnicos y económicos

Uno de los principales desafíos es el elevado costo inicial, ya que la adquisición e instalación de los medidores inteligentes y los sistemas AMI requiere una inversión inicial significativa. Este gasto puede ser difícil de justificar para las empresas de servicios públicos, especialmente pensando en que los beneficios del sistema aparecen al mediano y largo plazo. En este sentido, por ejemplo, el Departamento de Energía de Estados Unidos financió, en gran parte, la instalación de medidores inteligentes, aportando USD 3,4 mil millones a través del programa "*Smart Grid Investment Grant*", en el año 2009 [17].

La privacidad de los datos también representa una gran preocupación, ya que la recopilación continua de información de consumo puede poner en riesgo la confidencialidad de los usuarios. Es fundamental que las empresas adopten medidas de seguridad y políticas de privacidad claras para proteger los datos sensibles de los consumidores. La seguridad cibernética es otro un aspecto crítico relacionado, ya que los sistemas AMI están conectados a redes de comunicación, lo que los hace vulnerables a ataques cibernéticos. Cualquier brecha en la seguridad puede comprometer tanto la privacidad de los datos como la estabilidad del servicio.

La interoperabilidad es otro reto importante, debido a la variedad de proveedores de medidores inteligentes; garantizar que todos los dispositivos puedan integrarse adecuadamente en los sistemas de gestión de las empresas es fundamental. La falta de estándares universales puede dificultar la compatibilidad, lo que a su vez puede obstaculizar la eficiencia de la red. Para superar este desafío, es necesario establecer protocolos abiertos que faciliten la interoperabilidad no solo entre los medidores, sino también entre los diferentes sistemas que forman parte de la infraestructura de comunicación y gestión de redes.

La gestión de los datos generados por los medidores inteligentes es otro reto que debe enfrentarse. El manejo masivo de información requiere sistemas robustos de almacenamiento y análisis que permitan transformar esos datos en información útil para la toma de decisiones. A su vez, la implementación de AMI suele implicar la actualización de la infraestructura tecnológica de las empresas, lo cual puede ser costoso y prolongar los tiempos de despliegue. Otro aspecto a considerar es la capacidad de ancho de banda, ya que la transmisión constante de datos desde los medidores inteligentes a los centros de gestión puede requerir una infraestructura de comunicación adecuada, lo que representa un reto en áreas tecnológicamente limitadas.

Además, los desafíos técnicos y financieros, existen también barreras regulatorias. En muchos casos, las normativas existentes no están completamente adaptadas a la realidad de las tecnologías AMI. Esto exige una colaboración estrecha entre empresas de servicios, entes reguladores y gobiernos para actualizar las regulaciones de manera que faciliten la adopción de estas nuevas tecnologías. La implementación exitosa de AMI también depende de la voluntad política y del enfoque que los gobiernos tengan en relación con el sector eléctrico, lo que subraya la importancia de un marco regulatorio flexible y actualizado.

Por último, el éxito de la implementación de AMI también está condicionado por la percepción y aceptación de los usuarios. Las preocupaciones sobre la privacidad de los datos y el desconocimiento de los beneficios que ofrecen los medidores inteligentes pueden generar resistencia por parte de los usuarios. Para superar este obstáculo, es fundamental que las distribuidoras brinden información a los clientes sobre las ventajas que estos sistemas aportan, tanto en términos de ahorro energético como de eficiencia y sostenibilidad.

A medida que las empresas avancen en la implementación de AMI, es esencial que adopten una estrategia integral que no solo aborde los aspectos tecnológicos y regulatorios, sino que también considere la interacción con los consumidores. La colaboración entre las partes interesadas será clave para superar los obstáculos y maximizar los beneficios de la Infraestructura de Medición Avanzada. Sin una infraestructura periférica que soporte a los medidores inteligentes, estos no pueden desplegar todo su potencial, por lo que es necesario que las empresas adopten un enfoque integral que garantice la plena interoperabilidad, seguridad y eficiencia del sistema en su conjunto.

6.2 Los usuarios como actores decisivos y su percepción respecto al servicio

Desde la perspectiva de los usuarios finales, la implementación de soluciones de AMI no logrará su máximo potencial sin una adecuada capacitación y un grado significativo de interacción entre los clientes y las distribuidoras. Para que un usuario comprenda plenamente el ahorro energético y las ventajas que puede obtener mediante este nuevo equipamiento, es esencial que el cambio venga acompañado de información clara, contundente y accesible a través de diferentes canales. Esta información debe motivar a los usuarios a modificar sus hábitos de consumo.

Es fundamental que los usuarios finales participen activamente y reciban educación sobre el uso de esta tecnología, ya que muchos de ellos carecen de familiaridad con el funcionamiento y los beneficios de los medidores inteligentes, por lo que es crucial proporcionar información clara y accesible sobre cómo maximizar su utilidad. La información debe incluir aspectos como la interpretación de los datos ofrecidos, la comprensión de los patrones de consumo, la identificación de oportunidades para mejorar la eficiencia energética y la adopción de prácticas más sostenibles. Herramientas como aplicaciones móviles o portales en línea pueden ser valiosas para que los usuarios accedan y analicen su consumo de manera intuitiva. Es posible que en el transcurso de este proceso se generen ciertas resistencias o preocupaciones en algunos usuarios, ya sea por temas de privacidad, cambios en las tarifas de energía o posibles fallos en los dispositivos. Por lo tanto, es crucial establecer una comunicación efectiva y transparente, ofreciendo información clara y abordando las inquietudes de los usuarios para fomentar la confianza y aceptación de esta nueva tecnología.

La disconformidad de los clientes con respecto a las empresas de servicios de energía eléctrica es habitual en el negocio, especialmente cuando estos reciben facturas que reflejan consumos y montos que, en ocasiones, les resultan sorpresivos. Esta insatisfacción se debe en general a la falta de información clara y accesible sobre su consumo energético. Con la tecnología AMI, los usuarios tienen la posibilidad de acceder a datos en tiempo real sobre su consumo, así como también a su costo asociado y a información adicional sobre patrones de uso y recomendaciones para la eficiencia energética. Esta transparencia y accesibilidad a la información contribuyen significativamente a aumentar la satisfacción del cliente con el servicio y por consecuencia con la empresa prestadora. Este vínculo digital con los usuarios contribuye

no solo a mitigar las preocupaciones existentes respecto a los costos de las facturas, sino que también construye una mayor confianza con la empresa y con el servicio que esta presta. Esto no solo beneficia a los consumidores, sino que también puede resultar en una gestión más eficiente de la energía, contribuyendo a los objetivos de sostenibilidad y reducción de costos operativos para las empresas de servicios eléctricos.

7 Discusión y conclusiones

La incursión en los sistemas de medición avanzada como parte esencial de las Redes Eléctricas Inteligentes trae consigo profundos cambios en el sector eléctrico, contribuyendo al uso eficiente de la energía y de los recursos naturales, minimizando los tiempos de interrupción del servicio y reduciendo las emisiones de CO_2. Estos sistemas permiten optimizar la generación, transmisión y distribución de energía a través de la automatización de procesos y de la toma de datos. De esta manera, las distribuidoras de energía poseen nuevas herramientas que aportan valor agregado al servicio y que ayudan en la toma de decisiones, generando un impacto positivo en los usuarios finales que pasan a tener un rol activo dentro del mercado eléctrico.

Sin embargo, al día de hoy, existen diferentes desafíos a superar para implementar AMI de manera exitosa. En este sentido, la elección adecuada de la tecnología de comunicación y de los medidores inteligentes es fundamental, ya que una selección errónea podría comprometer la flexibilidad futura del sistema. Esto puede limitar la capacidad de interoperabilidad o la adaptación a innovaciones, como el uso de fuentes de energía renovables, sistemas de almacenamiento y vehículos eléctricos. Hoy en día todavía existen en el mercado diferentes protocolos y morfologías compitiendo por imponerse, pero es imprescindible converger a un estándar que los unifique, sobre todo en el ámbito de las comunicaciones entre los diferentes dispositivos instalados.

Por otro lado, para que los sistemas de medición inteligente avancen es necesario el consenso normativo que facilite la estandarización de productos y servicios. Sin políticas claras al respecto y un compromiso activo por parte de gobiernos, entes reguladores, empresas eléctricas y consumidores, la implementación a gran escala de estos sistemas puede enfrentar serios obstáculos. También es fundamental incorporar políticas y tecnología que aseguren la seguridad de los datos y la privacidad de los usuarios, aspectos esenciales para una transición segura hacia un sistema energético digitalizado.

Por último, la inversión requerida para la adopción de medidores inteligentes plantea desafíos económicos, ya que quienes se beneficien directamente de estos sistemas pueden no coincidir con quienes soporten los costos, lo que podría crear resistencia y disparidad en el desarrollo de estas redes.

Estos desafíos complejos deben abordarse mediante políticas proactivas y soluciones integrales que incorporen tanto las necesidades de los proveedores de energía como las expectativas de los usuarios.

A pesar de los desafíos mencionados, la adopción de sistemas de medición inteligente por parte de las empresas distribuidoras de energía será inevitable. Factores como el aumento continuo de la demanda eléctrica, la creciente complejidad de las redes y la mayor disponibilidad de estas tecnologías, impulsarán la necesidad de implementar soluciones avanzadas capaces de ofrecer un control eficiente, preciso y en tiempo real de los sistemas.

La transición hacia los sistemas AMI no solo permitirá optimizar la gestión del consumo, sino que también jugará un papel crucial en la sostenibilidad, aportando a la mejora de la fiabilidad y la capacidad de respuesta de las redes frente a posibles incidentes o perturbaciones. Es importante mencionar también que la masificación de AMI traerá beneficios sustanciales a largo plazo en cuanto al cuidado del medio ambiente. Estos sistemas contribuirán al cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible, al facilitar una gestión energética más eficiente, reducir el desperdicio de recursos y promover el uso responsable de la energía. Al optimizar la distribución y el consumo de electricidad, AMI permitirá una transición hacia un modelo energético más respetuoso con el ambiente, apoyando la reducción de emisiones de carbono y el impulso de las energías renovables.

Bibliografía

[1] Statista Research Department, "Electricity consumption worlwide from 2000 to 2022, with a forecast for 2030 and 2050, by scenario.", nov. 2024.

[2] P. Donato y M. Funes, "Medidores y funciones de las redes eléctricas inteligentes", *AADECA*, 2022, Accedido: 10 de noviembre de 2024. [En línea]. Disponible en: https://aadeca.org/2023/08/09/medidores-y-funciones-de-las-redes-electricas-inteligentes/

[3] P. Sospiro, L. Amarnath, V. Di Nardo, G. Talluri, y F. H. Gandoman, "Smart Grid in China, EU, and the US: State of Implementation", *Energies*, vol. 14, nº 18, p. 5637, sep. 2021, doi: 10.3390/en14185637.

[4] P. Donato, "Redes eléctricas inteligentes: situación en el mundo y en Argentina", *Ing. Eléctrica*, 2023.

[5] "ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE", National Energy Technology Laboratory for the U.S. Department of Energy Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, 2008.

[6] M. Kochański, K. Korczak, y T. Skoczkowski, "Technology Innovation System Analysis of Electricity Smart Metering in the European Union", *Energies*, vol. 13, nº 4, p. 916, feb. 2020, doi: 10.3390/en13040916.

[7] A. Shivakumar *et al.*, "Smart energy solutions in the EU: State of play and measuring progress", *Energy Strategy Rev.*, vol. 20, pp. 133–149, abr. 2018, doi: 10.1016/j.esr.2018.02.005.

[8] Mordor Intelligence, "Tamaño del mercado de medidores inteligentes en América del Sur y Central | Mordor Intelligence", 2023. Accedido: 22 de noviembre de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.mordorintelligence.ar/industry-reports/south-and-central-america-smart-meters-market-industry

[9] F. C. L. Alves, A. O. Pereira, y J. C. M. Sánchez, "Analysis of regulatory process for the implementation of smart metering in Brazil", *Decis. Anal. J.*, vol. 3, p. 100053, jun. 2022, doi: 10.1016/j.dajour.2022.100053.

[10] S. C. Pérez, G. Mercado, y C. Taffernaberry, "SG-SM - Smart Grid San Martin Red de Distribución y Generación de Energía Inteligente en Ciudad Gral San Martin – Mendoza", 2015, doi: 10.13140/RG.2.1.2591.5041.

[11] ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, *COMITE DE ESTUDIO DE LA INTRODUCCION DEL SISTEMA DE MEDIDORES INTELIGENTES*. 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-100-2024-396669/texto

[12] "2012/148/UE: Recomendación de la Comisión, de 9 de marzo de 2012 , relativa a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contador inteligente", mar. 2012. Accedido: 23 de noviembre de 2024. [En línea]. Disponible en: http://data.europa.eu/eli/reco/2012/148/oj/spa

[13] European Commission. Directorate General for Energy. y Tractebel Impact., *Benchmarking smart metering deployment in the EU-28: final report*. LU: Publications Office, 2020. Accedido: 21 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: https://data.europa.eu/doi/10.2833/492070

[14] M. V. Coronel Gutiérrez, "Estudio para la implementación del sistema de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.", bachelorThesis, 2011. Accedido: 20 de noviembre de 2024. [En línea]. Disponible en: http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/1104

[15] R. Dias, J. Scaramutti, C. D. Arrojo, y H. A. Nastta, "Análisis comparativo de sistemas de medición inteligentes en el contexto de las redes inteligentes", presentado en II Jornadas de Investigación y Transferencia de la Facultad de Ingeniería, 2013. Accedido: 20 de noviembre de 2024. [En línea]. Disponible en: http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/38048

[16] DESA, "Proyecto Medidores Inteligentes", sep. 2023.

[17] U.S. Departmant of Energy, "Advanced Metering Infraestructure and Customers Services. Results for the Smart Grid Investment Grant Program", 2016.