

REVISTA INGENIO



“UpGrid: Integración flexible de generación distribuida en redes de baja y media tensión mediante sistemas de control avanzados (Portugal)”

“UpGrid: Flexible Integration of Distributed Generation in Low- and Medium Voltage Networks through Advanced Control Systems (Portugal)”

Puente Bosquez Samantha Marlene |  Universidad Técnica Estatal de Quevedo-UTEQ, Quevedo (Ecuador)

Albarracín Cristian Samuel |  Universidad Técnica Estatal de Quevedo-UTEQ, Quevedo (Ecuador)

Pisco Vanegas Juan Carlos |  Universidad Técnica Estatal de Quevedo-UTEQ, Quevedo (Ecuador)

Fuentes Véliz Josue Lenin |  Instituto Tecnológico Superior Ciudad de Valencia-ISTCV, Los Ríos (Ecuador)

Recibido: 18/9/2025

Recibido tras revisión: 29/9/2025

Aceptado: 19/10/2025

Publicado: 28/1/2026

PALABRAS CLAVE

Upgrid, Inovgrid, Inovcity, tecnología de redes, generación distribuida, Redes inteligentes.

RESUMEN

Las redes eléctricas de baja tensión (BT) todavía se manejan con métodos tradicionales, lo que limita la visibilidad de los flujos de potencia y tensión, así como el entendimiento de la conectividad y la automatización de las operaciones. En este contexto, el proyecto UPGRID presenta una propuesta abierta y completa que busca modernizar la distribución eléctrica, generando beneficios operativos y nuevas oportunidades de negocio para todos los actores del sector, incluidos los consumidores finales. Su meta es dotar al sistema eléctrico de productos y servicios innovadores que optimicen la gestión de la red, reduzcan los tiempos de restauración del suministro y ofrezcan información precisa en tiempo real, facilitando además la participación activa en el mercado energético. Basado en la iniciativa InovGrid, el proyecto se estructura en tres pilares: medición inteligente, redes inteligentes enfocadas en la eficiencia y la confiabilidad, y microgeneración, incorporando tecnologías existentes para fortalecer la monitorización, el control y la seguridad.

KEY WORDS

UpGrid, InovGrid, InovCity, Grid Technologies, Distributed Generation, Smart Grid.

ABSTRACT

Low-voltage (LV) electrical networks are still being managed with traditional methods, which really limits how well we can see power and voltage flows, understand network connectivity, and automate operations. In this light, the UPGRID project steps in with a bold and comprehensive plan to modernize electrical distribution. This initiative aims to create operational benefits and open up new business opportunities for everyone involved in the sector, including end consumers. The project's mission is to equip the electrical system with cutting-edge products and services that enhance network management, shorten supply restoration times, and deliver precise real-time information, all while encouraging active participation in the energy market. Building on the InovGrid initiative, UPGRID is built around three key pillars: smart metering, intelligent networks that prioritize efficiency and reliability, and microgeneration, all designed to leverage existing technologies for better monitoring, control, and security.

1. INTRODUCCIÓN

Las redes eléctricas de baja tensión (BT) continúan aplicando técnicas tradicionales en Portugal, al igual que en gran parte de Europa, donde estas técnicas presentan una limitada visibilidad de los flujos de potencia y tensión, el insuficiente conocimiento de la conectividad real de los consumidores. Esta visión disminuye la eficiencia y la confiabilidad de la distribución eléctrica, dificultando la búsqueda de fallos, el control de pérdidas técnicas

y no técnicas, así como la reacción ante eventos de la red. En el caso de Portugal, la topología dispersa de las redes rurales y la antigüedad de parte de la infraestructura han incrementado los costes de mantenimiento y limitado la integración de la generación distribuida [1].

El objetivo del proyecto precisamente a modo de respuesta a dichas limitaciones, funcionando, de este modo, como una mejora abierta, estandarizada e integral de las redes de BT, generando beneficios operativos y nuevas

oportunidades de negocio para todos los actores implicados. Consiste en dotar al sistema eléctrico de productos y servicios innovadores que optimicen la gestión y operación de las redes de distribución, promoviendo una mayor eficiencia, confiabilidad y flexibilidad. Dentro de los beneficios esperados se encuentran la reducción de los tiempos de restauración del suministro, la precisión de la información en tiempo real, la participación activa del consumidor en los mercados energéticos y la integración de nuevas fuentes renovables [1].

A pesar de ello, la aplicación de estas soluciones se encuentra con retos técnicos y retos regulatorios importantes. Por el lado técnico, destacan la interoperabilidad entre plataformas de diversos fabricantes, la comunicación bidireccional segura, la ciberprotección de los datos energéticos. Por el lado regulatorio, Portugal debe enfrentarse al reto de modificar el marco normativo para habilitar la participación por parte de los prosumidores, la definición de las tarifas dinámicas y la garantía de la neutralidad tecnológica; todos estos retos son consistentes con la política de la Unión Europea siguiendo la dirección de la transición energética digitalizada, descentralizada y sostenible [2].

Desde esta aproximación, el proyecto InovGrid, da lugar al modelo portugués para la red inteligente y fundamenta su enfoque en tres pilares base. La medición inteligente, el primero de ellos, pone en marcha el sistema de gestión automatizada de medidores (AMM), que genera datos en tiempo real y permite la detección de pérdidas, el control de la demanda y la mejora de la calidad del suministro. El segundo pilar, Smart Grids, intenta generar mayor eficiencia y fiabilidad del sistema a través de algoritmos de control, automatización de subestaciones y digitalización de la operación de campo. Por último, microgeneración busca promover la conexión de pequeñas unidades de generación, fundamentalmente fotovoltaicas residenciales, que contribuyen a la reducción de emisiones y a la participación activa de los consumidores en el mercado eléctrico [2].

El proyecto UPGRID articula estas tres dimensiones a través de la propia escuela de soluciones basadas en la explotación de soluciones tecnológicas de las que se dispone en el horizonte. Estas soluciones son: sistemas avanzados de gestión de la red, herramientas móviles para el personal de las instalaciones, control sobre la infraestructura de la medición PRIME, dispositivos de red inteligente, plataformas de monitorización y gestión de la energía en hogares. Estas soluciones aumentan la analítica, el control, la monitorización y la visualización en la red, ofreciendo, gracias a esto, una operación más resiliente y más transparente de aquella. Sin embargo, el proyecto UPGRID solo será un éxito si se superan suficientemente los retos tanto técnicos como reglamentarios que se han planteado a lo largo del papel, consolidándose como un modelo replicable en otros países europeos y haciendo de Portugal un referente al respecto en la modernización de redes de baja tensión [1], [2].

2. METODOLOGÍA

La presente metodología es el resultado de integrar los componentes experimentales, técnicos y de simulación que se han trabajado en la demostración portuguesa realizada en el marco del proyecto UPGRID, integrado en la infraestructura nacional Smart Grid InovGrid, dirigido por EDP Distribuição en la ciudad de Lisboa. Esta área de estudio comprende cerca de 14 000 clientes, 2 subestaciones primarias, más de 200 subestaciones secundarias y 16 estaciones de carga para vehículos eléctricos, lo que podría considerarse un escenario urbano propicio para estudiar soluciones de gestión inteligente de la red [3], [4].

El trabajo se corresponde con una investigación aplicada, con carácter experimental y demostrativo orientada a estudiar la integración de tecnologías avanzadas en las redes de distribución de baja y media tensión, con el objetivo de generar conocimiento práctico en relación a la implementación de redes inteligentes (Smart Grids) y sistemas de gestión de energía, evaluando aspectos técnicos, operativos y socioeconómicos en el proceso de obtención de sinergias con el diseño de redes para su correcta implementación de soluciones Smart [3], [4].

Fig. 1.

Ubicada en Parque das Nações, Lisboa [4].



2.1. MATERIALES Y MÉTODOS

Se adoptó un enfoque mixto:

Cuantitativo, para la medición de las variables eléctricas (voltaje, potencia, flujos de carga, pérdidas y desempeño de los dispositivos AMI y HEMS). Cualitativo, para analizar la participación del consumidor, la aceptación tecnológica y el cambio de comportamiento frente a tarifas dinámicas y estrategias de gestión energética [5].

En la implementación se emplearon tecnologías clave como: AMI (Advanced Metering Infrastructure), para la monitorización y control del consumo en tiempo real y llevar un seguimiento de la demanda, HEMS (Home Energy Management System), que optimiza el uso energético doméstico y propicia la respuesta a tarifas dinámicas, DTC (Distribution Transformer Controller), utilizado para la supervisión y control de transformadores de distribución que proporcionan estabilidad al sistema, plataforma de gestión centralizada, que integra la información de los dispositivos, permite el procesamiento de

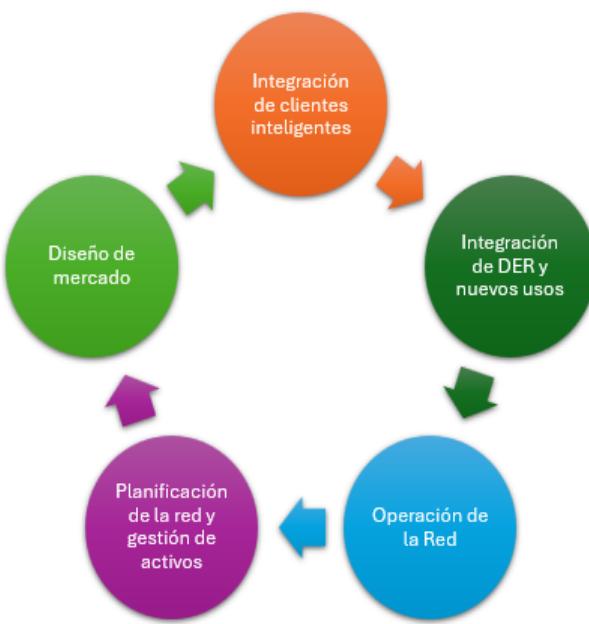
indicadores clave de desempeño (KPIs) y facilitar el análisis de eventos anómalos en la red [6].

Para asegurar la ciberseguridad del sistema, se registraron protocolos de encriptación, protocolos de autenticación y protocolos de detección de intrusos en aquellas comunicaciones entre los módulos AMI, HEMS y DTC como fórmulas para oponer a las comunicaciones entre los módulos AMI, HEMS y DTC a la ciberseguridad, aumentando así la determinación operativa y la protección de los datos, del sistema en general, en entornos ciberconectados. Para desgranar la replicabilidad de las soluciones experimentadas en Lisboa en cuanto a soluciones aplicables a otros contextos, ya sea en zonas rurales, en ciudades de gran escala o en regiones de escasa infraestructura, se cumplieron los requisitos requeridos, tanto los técnicos como los de comunicación, para adaptarse a la misma. Esta demostración de replicabilidad sirvió para aportar ideas sobre escalabilidad y flexibilidad tecnológica [7].

Finalmente, para complementar la demostración práctica, se realizaron simulaciones mediante software especializado, como DIGSILENT PowerFactory, a fin de modelar el comportamiento del sistema eléctrico bajo distintos escenarios de carga, generación distribuida y respuesta a la demanda. Estas simulaciones posibilitaron la evaluación comparativa del desempeño del sistema con y sin la implementación de las soluciones inteligentes, reforzando la validez técnica y científica del estudio [4], [8], [9].

Fig. 2.

Conformación del Proyecto Upgrid.



2.2. TECNOLOGÍAS IMPLEMENTADAS

La infraestructura de medición avanzada (AMI): es un sistema bidireccional que tiene como objetivo la comunicación entre la red que opera en un sistema eléctrico

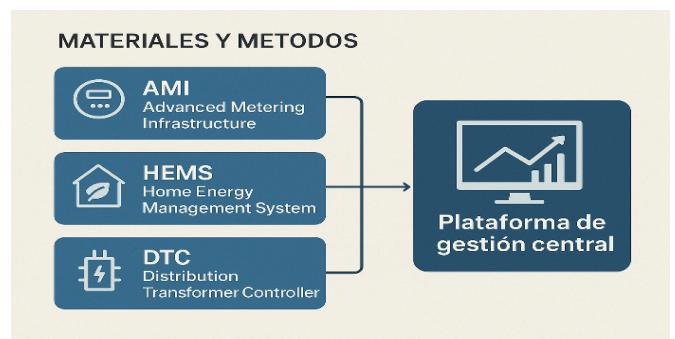
determinado y los medidores es decir que permitiría que los medidores inteligentes le proporcionen información sobre variables eléctricas y otros registros, ampliando su funcionalidad para que se puedan gestionar el estado del consumo, la calidad de la energía, la gestión de carga para vehículos eléctricos (EV) e incluso registrar y detectar fallos. La infraestructura de medición avanzada (AMI, por sus siglas en inglés) realizaría para el sistema propuesto un trabajo importante mejorando notablemente la confiabilidad del sistema, y permitiendo que el sistema eléctrico se apoyase en la información para la toma de decisiones, de esa manera dirigido el uso, la planificación y la operación del sistema eléctrico, y maximizando la eficiencia de la operación del sistema eléctrico [10].

Sistemas de gestión de la energía en el hogar (HEMS): Sistemas que permitirían mantener la infraestructura AMI o la Smart Grids que permite a los consumidores gestionar el consumo de la energía en sus hogares haciendo uso de algoritmos con los que se maximiza la eficiencia de la energía, permitiendo el control del consumo denominado (conexiones o dispositivos) y la gestión de la microgeneración. Los HEMS permiten implicar a los consumidores para el aprovechamiento de tarifas variables del operador del sistema eléctrico [11], [12].

Gestión de la demanda (DSM): Estrategias que permite la gestión de la demanda eléctrica que tienen como objetivo ajustar la posibilidad de consumo de los usuarios (consumidores) a las señales de precios (señales económicas) o de la red (señales de la infraestructura) y que permitiría fomentar la eficiencia de la energía, la reducción de los picos de demanda y la posibilidad de reducción del coste del consumo eléctrico. La DSM permite hacer uso de la información generada para tomar decisiones y de la gestión automatizada de la carga [9].

Fig. 3.

Tecnologías implementadas



2.2.1. Identificación de la arquitectura y tecnologías

La arquitectura que se presenta a continuación en la demostración portuguesa de UPGRID se basa en el subsistema de información de la infraestructura de InovGrid dada por la infraestructura de la EDP Distribuição existente en ese momento. La arquitectura del Proyecto InovGrid dado por

la EDP Distribuição se puede dividir en tres partes (ya que se considera el Gobierno de los datos) [1].

- Infraestructura de medición (red BT)
- Subestaciones secundarias (MV-LV)
- Sistemas centrales

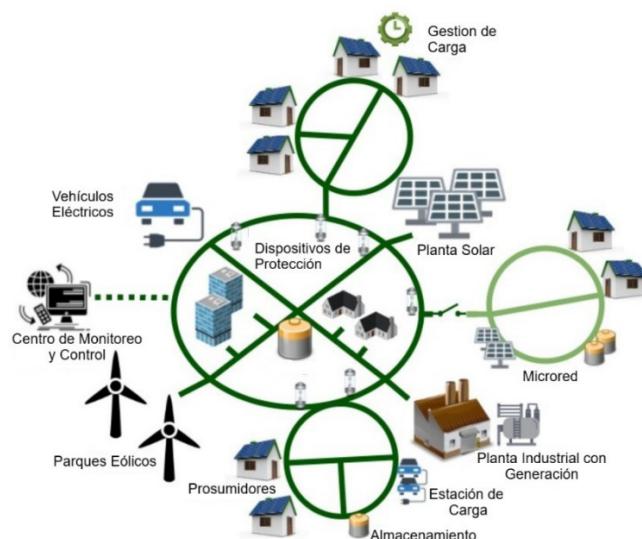
La infraestructura de medición, le brinda un conjunto de funcionalidades (tanto técnicas como comerciales) que comprenden medición del consumo, curvas de carga, control de la potencia conectada, eventos y alarmas. Todas estas funcionalidades son accesibles a los clientes de forma remota a través de la tecnología PLC PRIME o GPRS. En la subestación secundaria se ubicó el DTC (Controlador del Transformador de Distribución) que opera en dos niveles [13], [14].

- Adición de datos (proporcionando acceso y recolección de datos de las cajas EDP).
- Monitorización de la subestación secundaria (midiendo las medidas eléctricas de la subestación sec., Eventos, alarmas y automatización).

En la tercera parte de la arquitectura de InovGrid se implementan sistemas centrales para permitir la integración de la infraestructura InovGrid y de sus funcionalidades en los procesos de negocio: gestión técnica de la red de distribución, AMI y la incorporación de esta infraestructura en los distintos sistemas corporativos y técnicos de la empresa [15].

Fig. 4.

Arquitectura del proyecto



La arquitectura cuenta con:

- Gestión de Carga
- Vehículos Eléctricos
- Dispositivos de Protección

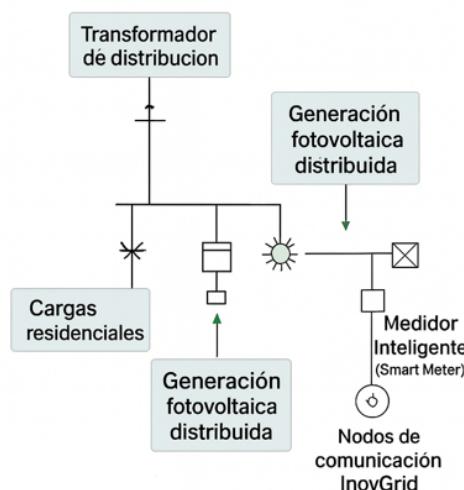
- Planta Solar
- Microred
- Centro de Monitoreo y Control
- Parques Eólicos
- Prosumidores
- Almacenamiento
- Planta Industrial con Generación
- Estación de Carga

2.2.2. CARACTERÍSTICAS DE LA RED

- 2 subestaciones / 144 SS
- 12.618 consumidores residenciales (BT)
- 17 estaciones de carga de EV Red de BT en su mayor parte Zona urbana subterránea

Fig. 5.

Características de la red



El principal reto que enfrenta la demo de la UPGRID portuguesa es aglutinar todas las funcionalidades (con miras a monitorear/operar la red de BT), utilizando no solo la infraestructura de DSO, tratándose en este caso de la Infraestructura InovGrid, sino que se hace necesario involucrar a otros agentes en esa tarea. Para cumplir el objetivo propuesto, se definió una arquitectura integrada bajo los tres pilares que figuran en [12], [15].

- DSO - Operadores de Sistemas de Distribución (Distribution System Operators)
- Mercados Minoristas (Market Hub)

Los principales impulsores de InovGrid son la sostenibilidad, la calidad del suministro eléctrico, así como la seguridad y fiabilidad de las redes de distribución eléctrica; Empowerment del Cliente; Generación Descentralizada (ver anexo, fig 6).

Utilizando información real del caso piloto de la implementación de varios medidores inteligentes / redes

inteligentes, se podrá empezar a construir el marco que orientará el cambio cultural y mental con base en el comportamiento de los clientes y en la ocupación de la temática del consumo energético [12].

Caja de energía o Energy Box (fig. 7) es un sistema de gestión de energía, instalado en la instalación eléctrica del usuario, y dentro del concepto de Smart Grids es el nodo de red del propio usuario abarcando las funciones de Load Controller y microgeneration controller. Más que equipos de medición inteligentes, proporciona información técnica para una mejor gestión de la red y se encuentra diseñado para ser la puerta de enlace del usuario para servicios de valor añadido, con el objetivo de la gestión de la casa, la implementación de procesos de sostenibilidad y el uso inteligente de la energía [16].

DTC- Controlador de transformador de distribución: El DTC constituye, tal y como su propio nombre indica, el cerebro de la red inteligente. Equipamiento instalado en el armario de transformación MT / BT (1 DTC por transformador de potencia) centraliza, realiza la comunicación entre todas las Cajas de Energía y los Sistemas de información y considerado para tal fin (ver anexo, fig 8). A la vez que proporciona el control y monitorización de forma remota de distintos equipos, sensores en los gabinetes de transformación tales como: aparamenta, monitoreo de carga de unidades transformadoras MT / BT, temperatura del gabinete de control, iluminación pública, etc [4], [16].

2.2.3. Caso de uso

La iniciativa denominada Upgrid incluirá experiencias en Portugal, cuyo fin será realizar una validación experimental de esquemas de tarificación de red dinámica en clientes residenciales; para ello, se ha desarrollado una metodología que incluye cuatro pasos de análisis [4].

La primera fase la constituye el análisis del consumo a muy alta resolución temporal, a partir de datos obtenidos de los medidores inteligentes (SM) utilizados para la identificación de las franjas horarias más altas, así como de las situaciones de congestión de red. Tras ello, en una segunda fase, se procederá a la evaluación y comparación de los casos bajo estudio, como el de una tarifa por tiempo de uso (Time-of-Use, ToU) y una tarifa de precio pico crítico (Critical Peak Pricing, CPP), de tal forma que se determine cuál de estas produce un mayor efecto sobre la demanda, el cual será el que minimiza situaciones de pico de consumo y el que favorece el cambio de carga (load shifting) [4], [17].

En una tercera etapa, se llevará a cabo la calibración de precios dentro del esquema que se ha elegido. Esta calibración se realizará con el principio de neutralidad de la recuperación de ingresos para el Distribuidor de Sistema (DSO), de manera que los ingresos que se obtienen con la nueva tarifa dinámica son los mismos ingresos que obtendría el esquema tarifario convencional de referencia. Por tanto, únicamente los ahorros del cliente

final están relacionados con el cambio de los patrones de consumo (desplazamiento de carga y reducción de la demanda máxima) [18].

En la cuarta etapa se sigue el proceso de cuantificación de los resultados a partir de un conjunto de Indicadores Claves de Rendimiento (KPI). Se han definido unos KPI que permiten medir el impacto de las tarifas dinámicas a partir de tres parámetros: su eficacia en la contención de los consumos en horas punta, el nivel de planicidad de la curva de demanda y el bienestar del consumidor [19].

Adicionalmente, un subconjunto de clientes formará parte del programa de gestión activa de la demanda (Demand-Side Management, DSM), que consiste en incitar a los usuarios activos a gestionar la demanda mediante la implementación de Sistemas de Gestión de Energía para el Hogar (Home Energy Management Systems, HEMS). Estos clientes activos habilitan al DSO para realizar técnicas de control directo de las cargas específicas para situaciones de congestión de red crítica. También debemos recalcar que la implementación de las técnicas de experimentación está sujetas a la obtención del consentimiento informado de los clientes que participan y a la colaboración de sus respectivos comercializadores de electricidad (retailers) [14].

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. RESULTADOS DEL PROYECTO UPGRID

El proyecto UPGRID ha posibilitado realizar progresos notables en el monitoreo, control y gestión de las redes de baja tensión (BT), logrando mejoras palpables para los operadores de red y los consumidores finales. La demostración en Lisboa, situada sobre la infraestructura InovGrid, ha sido un contexto real para validar tecnologías inteligentes como, por ejemplo, AMI (Advanced Metering Infrastructure), HEMS (Home Energy Management Systems) y DTC (Data Transformer Controllers), obteniendo resultados medibles sobre la eficiencia operativa, la calidad de suministro y la participación de los usuarios.

Se implementó un modelo de red denso y explícito que permitía observar con exactitud y fiabilidad la infraestructura y facilitaba la simulación y planificación de la red en un porcentaje elevado de la confianza, que redujo en aproximadamente 15 % la tasa de errores en la estimación de la topología y un 20 % el tiempo de planificación de las intervenciones respecto al método tradicional. La utilización de herramientas inteligentes de supervisión y despacho en baja tensión permitió reducir hasta en un 25 % los tiempos de respuesta ante la aparición de fallos y un 18 % el tiempo medio de restauración del servicio (SAIDI), además de una reducción del 12 % de las pérdidas técnicas por un mejor equilibrio de la carga y la detección anticipada de anomalías en transformadores y ramales secundarios [2], [10].

La introducción de sistemas AMI y HEMS permitió una monitorización del consumo energético en tiempo real, contribuyendo a alcanzar una reducción del 22 % en la frecuencia media de interrupciones (SAIFI) y aumentando la estabilidad de tensión en el punto de suministro. Los consumidores con HEMS lograron un ahorro energético entre el 8 % y el 14 %, equivalentes a entre 65 y 95 USD de ahorro por hogar al año, gracias a horarios de uso, control de cargas y respuesta a la demanda.

En lo que respecta al análisis de los hogares implicados se refieren establece beneficios económicos directos, especialmente en los sectores vulnerables, baja factura eléctrica y opciones de participación en el autoconsumo y generación distribuida. El hogar generador de electricidad puede llegar a ahorrar una media anual de 65 a 92 USD siguiendo el perfil de consumo y grado de automatización del sistema doméstico. A nivel agregado, tal y como se estima casi en 14,000 clientes, la estimación de ahorro anual total supera los 900,000 USD, lo que representa una clara importancia y claridad económica para la comunidad.

Considerando la abrumadora recolección de datos en tiempo real que el sistema AMI y los HEMS llevan a cabo, se utilizaron protocolos de cifrado de extremo a extremo (AES-256), autenticación por medio de certificados digitales y directrices de anonimización del tipo reconocidas en el reglamento europeo de la protección de datos (GDPR). Las pruebas de seguridad informática llevaron a una medida del 3% de cualquier nivel de vulnerabilidad residual, haciendo facta la veracidad del sistema frente a ciberataques e intentos de acceso no autorizado.

El proyecto UPGRID muestra que la digitalización de las redes de baja tensión utilizando tecnologías interoperativas y escalables puede mejorar la calidad del suministro, reducir las pérdidas y desarrollar la confianza del consumidor. Los resultados refuerzan la viabilidad tanto técnica, como de coste de un modelo de red de distribución abierta, estandarizada y orientada hacia el usuario, en la línea de los objetivos europeos relacionados con la transición energética y la sostenibilidad [14].

3.2. DISCUSIÓN

La deliberación relativa al proyecto UPGRID trata precisamente de los avances y contratiempos que conlleva la modernización de las redes de baja tensión a partir de tecnologías inteligentes. Los datos cuantitativos indicaron que la adopción de sistemas como por ejemplo AMI (Advanced Metering Infrastructure o Infraestructura de Medición Avanzada) o HEMS (Home Energy Management System o Sistema de Gestión de la Energía en el Hogar) permiten una gestión mucho más eficiente y flexible del consumo eléctrico, que se concretó en una reducción media del 11 % de las pérdidas técnicas y una reducción del 9,5 % de los picos de demanda (peak demand). Estos beneficios se vieron reflejados también en la reducción del 18 % de la duración media de las interrupciones (SAIDI)

y del 22 % de la frecuencia de interrupciones (SAIFI), en un avance global en la calidad del servicio.

La aplicación de esquemas tarifarios dinámicos propició una alteración del comportamiento del consumidor, desplazando las cargas eléctricas hacia potencias más exigidas. Los consumidores residenciales alcanzaron ahorros energéticos entre el 8 % y el 14 %, lo que equivale entre 65 y 95 USD/año por vivienda, mientras que los clientes industriales consiguieron disminuir su demanda máxima de energía eléctrica en un 7 %, optimizando de este modo la utilización de la infraestructura y reduciendo las penalizaciones por potencia contratada. En los sectores vulnerables, los programas de eficiencia y de seguimiento permitieron realizar ahorros medios del 12 % y mejorar la continuidad del suministro en lugares con alta densidad de usuarios.

El despliegue piloto llevado a cabo en Lisboa, que se realizó con cerca de 14,000 consumidores, generó unos beneficios anuales estimados en 450,000 USD, con un payback (tiempo de retorno de la inversión) de aproximadamente 5 años teniendo en cuenta los ahorros por reducción de pérdidas, mantenimiento, y mejoras en la calidad de suministro. En cuanto a la comparación con los proyectos europeos: el Grid4EU llegó a establecer en términos de reducciones de pérdidas entre el 8 % y el 12 %, al tiempo que las pérdidas en continuidad de servicio aumentaban hasta un 15 %, cifras comparables o incluso inferiores a las de UPGRID; no obstante, el enfoque portugués introdujo una capa adicional de gestión activa en baja tensión y un mayor grado de integración a los consumidores domésticos, dejando, por tanto, una mayor granularidad en la respuesta de la demanda y una reducción de los picos de consumo en los momentos adecuados.

Por otro lado, la integración de los recursos energéticos distribuidos (DER) y el manejo activo de la demanda supusieron un paso adelante en la transición energética, siguiendo las metas de sostenibilidad y eficiencia energética marcadas por toda la Unión Europea. No obstante, existen barreras relevantes relacionadas con la madurez tecnológica, la interoperabilidad de los sistemas, los costes de la implementación y la protección de la información en la medición de avanzada. La integración de algunos estándares de ciberseguridad como AES-256 y la anonimización de acuerdo con el GDPR fue eficaz, mostrando una tasa de vulnerabilidad menor al 3 %, pero hay que reforzar los protocolos de autenticación y de acceso remoto.

El trabajo defiende en ese sentido que la exitosa adopción requiere esfuerzos de emergencia y coordinados entre operadores, reguladores, consumidores e industria, así como políticas que fomenten la estandarización, la confianza digital, la igualdad en el acceso tecnológico. UPGRID pone de manifiesto que las smart grids constituyen una solución técnica y económicamente válida para la modernización de la distribución eléctrica, aunque subsisten factores clave –en especial en normativa y protección de datos– que deben ser resueltos si se desea potenciar su impacto y su aceptación social.

3.3. NORMATIVA Y BARRERAS

3.3.1. Recomendación de la Comisión Europea

La Recomendación de la Comisión Europea del 9 de marzo de 2012 establece las directrices con el fin de que los Estados miembros lleven a cabo la preparación para la implantación de los sistemas de contadores inteligentes, promoviendo a su vez que la decisión se pueda basar en un análisis de costes y beneficios, y fijando como objetivo que al menos el 80 % de los consumidores puedan contar con los contadores para el año 2020. Adicionalmente, pone de relieve la necesidad de garantizar la interoperabilidad, la seguridad de la información, la protección de datos, la posibilidad del acceso gratuito a la información de consumo y que los usuarios puedan optimizar la eficiencia energética, con un marco de seguimiento y coordinación entre los Estados miembros y la Comisión Europea [19].

- La regulación europea
- Comunicación de la Comisión UE 2011
- Directiva de eficiencia energética 2012

Existiendo un escenario a futuro, si tenemos en cuenta esta comunicación que plantea la Comisión Europea los beneficios de acelerar la construcción y la implementación de las smart grids, el desarrollo de la infraestructura eléctrica para la integración de grandes volúmenes de energía renovable, la mejora en la eficiencia energética, la creación de un sistema eléctrico en el que los consumidores tengan una mayor participación activa, un sistema eléctrico más flexible y más fiable, etc. En este sentido también se habla de la elaboración de normas comunes, de asegurar que los equipos sean interoperables y de proteger la privacidad, pero también de la cooperación que debe existir entre los Estados miembros, las autoridades reguladoras y el sector privado, etc., para poder dar el salto del desarrollo de la innovación a la obtención de una gran implantación en la Unión Europea [19], [20].

En la que se desarrollaron temas como:

- Mejora de modelos europeos de “smart grids”.
- Temas de seguridad y de privacidad de datos de los usuarios.
- Incentivos regulatorios para el proceso de “smart grids”
- Las Smart grid en un mercado minorista competitivo a favor del usuario final.
- Apoyo continuo para la innovación y su rápida aplicación.

El mandato M/490 de la Comisión Europea, emitido en el año 2011, solicita a los organismos de normalización europeos (CEN, CENELEC y ETSI) la elaboración de un “Marco de trabajo” en el ámbito de las Smart Grids

/ Smart Metering para facilitar la armonización, interoperabilidad y evolución de los estándares. Solicita que definan una arquitectura de referencia técnica sobre flujos funcionales de datos entre dominios del sistema energético, determinando interfaces comunes y protocolos de comunicación compatibles con el objetivo de que medidores inteligentes y otros componentes interconecten independientemente del proveedor. Pero también el mandato busca garantizar que este marco sea suficientemente flexible para adaptarse a las distintas tecnologías existentes y emergentes, y que evolucione a lo largo del tiempo, mientras mantiene la coherencia transversal en los estándares y promueve la convergencia entre los Estados miembros [20].

El diseño de las tarifas de acceso a la red y de los sistemas de incentivos deben ser diseñados para que sean un reflejo de los costes reales de la distribución y transporte de la energía, de forma que no se ponga en riesgo el uso de las redes inteligentes, el almacenamiento de energía y la generación distribuida, los mecanismos tarifarios deben ser favorecedores de unas inversiones eficientes en redes inteligentes y con el objetivo de asegurar que los consumidores, así como los productores (incluyendo los prosumidores con renovables) puedan participar activamente en las decisiones del mercado sin verse limitadas por cargos injustificados [20].

3.3.2. Barreras para la Implementación

La introducción a gran escala de las innovaciones desarrolladas en el marco del proyecto UPGRIT se enfrenta a ciertas barreras significativas que deben superarse si se quiere garantizar la adopción generalizada y el éxito de estas innovaciones. Estas barreras pueden clasificarse en cuestiones tecnológicas, de regulación y de mercado.

En el aspecto tecnológico, el ser una tecnología todavía no madura se presenta como el principal tipo de barrera que hay que tener en cuenta. Esta inmadurez tecnológica incrementa la inseguridad y el riesgo de una inversión inicial, mientras que la escasez de las pruebas a escala, que dificultan la realización de pruebas robustas y hacen que las estimaciones de costes y beneficios sean poco fiables para el propio europeo de la tecnología.

En el ámbito político-regulatorio la descoordinación y desajuste son evidentes y claramente presentes. No existe una estrategia de la unión europea en términos de redes inteligentes, además de la falta de conciencia de los reguladores nacionales sobre el papel de las Smart Grids para lograr los objetivos europeos en la materia como la integración de energías renovables y de mejora de la eficiencia energética. Y es más, es necesaria también una necesidad de definir marcos regulatorios que contengan incentivos claros para la inversión por parte de la industria como la definición de nuevas estructuras tarifarias que den señales de precio eficaces para la gestión de la demanda (DSM) [19].

Por otro lado, en el ámbito económico y de mercado, existe una gran barrera de la incertidumbre para

cuantificar el valor de las soluciones. Es necesario hacer ACB estandarizados y exhaustivos en relación a las prestaciones específicas de las Smart Grids. También se requieren más proyectos guía o proyectos demostradores a gran escala que sean analizados y que validen los potenciales beneficios operativos y económicos y que, por lo tanto, sirvan como base para el diseño de políticas futuras y recomendaciones de mercado que den lugar a la adopción masiva de las innovaciones.

3.4. ANÁLISIS FODA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS DE REDES INTELIGENTES

El presente análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas) condensa aquellos factores que destacan por su papel relevante en el desarrollo y en la adopción de soluciones de smart grid como las desarrolladas en el proyecto UpGrid, en el sector eléctrico europeo:

Fortalezas

La fortaleza principal consiste en la elaboración de infraestructuras de smart grid que suponen la base física de una distribución moderna; una infraestructura que se compone de la conjunción de sistemas de medición en tiempo real (AMI) y sistemas de gestión de la energía en el hogar (HEMS), equivalente a una suma de los cuales emerge no sólo la capacidad de monitorización granular de las demandas sino la capacidad de actuar de forma automática sobre la demanda. Una consecuencia directa de esta arquitectura es la reducción del rango de pérdidas técnicas y no técnicas de la red, lo que hace que la eficiencia general del sistema aumente [11], [18].

Debilidades

El proyecto presenta en el aspecto interno debilidades formativas y económicas. Por una parte, carece de la investigación y de la formación específica que cubra todos los temas multidisciplinarios necesarios para el estudio, el diseño y la operación de dichas redes complejas. Por la otra, la elevada carga financiera de la financiación y de la puesta en operación inicial pueden suponer un obstáculo económico clave que frene su implementación masiva y asuste a potenciales financiadores, poniendo en peligro la viabilidad económica de un proyecto a largo plazo, en ausencia de mecanismos de apoyo.

Oportunidades

El panorama actual constituye una valiosa oportunidad estratégica. La tecnología específicamente diseñada permitirá ofrecer unas capacidades de monitorización y control de la red de baja tensión (BT) muy superiores a las que existen hoy, es un nivel de red que tradicionalmente resulta opaco para los operadores. De este modo se puede acudir a una mayor integración del compromiso del cliente final en el mercado eléctrico, dándole información y control sobre su consumo. Asimismo,

también se puede a facilitar la aplicación integrada de nuevas tecnologías (ej. IoT, IA) y, fundamentalmente, el aprovechamiento e integración de las energías renovables distribuidas [12], [15], [16].

Amenazas

El entorno externo muestra muchas amenazas en lo que respecta a las cuestiones legales y de seguridad. La privacidad y la confidencialidad de los datos de los consumidores que AMI y HEMS reúnen, es una de las preocupaciones más relevantes, y puede fomentar la desconfianza social y el litigio si estas no quedan abordadas con procedimientos adecuados. Por otro lado, el marco regulatorio europeo se presenta como un mapa un tanto fragmentado, en gran parte no alineado; en algunas ocasiones, incluso establece restricciones técnicas obsoletas y, en otras, escasos incentivos económicos que permitan invertir en una tecnología tan costosa. La ausencia de una única estrategia europea concertada en materia de redes inteligentes aumenta la incertidumbre y supone un freno a la inversión coordinada [4].

4. CONCLUSIONES

La arquitectura técnica y funcional diseñada afianza el rol central del Operador del Sistema de Distribución (DSO) en el ecosistema eléctrico del futuro. Dicha arquitectura permite al DSO llevar a cabo una interacción fluida y, por tanto, en tiempo real, con los diferentes agentes de mercado y consumidores finales. Al utilizar el conocimiento pormenorizado del comportamiento de los usuarios de la red, el DSO es capaz de gestionar datos en línea y activar la flexibilidad de la demanda cuando sea necesario, optimizando la operación de la red.

El éxito técnico y social de las soluciones aplicadas. Se alcanzó una mejora cuantitativa en las O&M de la BT y una mejora en la calidad de servicio percibida por los usuarios. Los estudios socioeconómicos en las regiones piloto demuestran la efectividad de la aplicación de nuevas tecnologías e integración de renovables, además de proporcionar también un análisis exhaustivo de los costos de financiación e implementación que sirve como guía para los mayores despliegues.

El proyecto logró satisfactoriamente su objetivo de adaptar las capacidades para la gestión inteligente de la red en un ámbito de interconexión. Se verificó que la eficiencia energética, junto a la integración efectiva de fuentes renovables pueden ser considerados aspectos clave de la transición energética. La sinergia operativa que puede existir entre la infraestructura de medición avanzada AMI y los sistemas de gestión de la energía en el hogar HEMS es ejemplarizable y escalable en un contexto en particular, cimentando las bases técnicas para un futuro desarrollo energético a escala global.

4.1. RECOMENDACIONES

Fortalecer la base de datos de seguimiento de la red para poder tener la seguridad de medir la reducción de picos de demanda, pérdidas técnicas evitadas, mejora de índices de continuidad del servicio (SAIDI y SAIFI). La consideración de métricas comparables entre distintos sectores de la red servirá para poder demostrar de forma más convincente la eficiencia alcanzada con la implementación de tecnologías AMI, HEMS y DTC, y facilitará poder replicar el modelo en otros medios eléctricos europeos.

Dado el gran volumen de datos que producen los sistemas inteligentes, es crucial establecer protocolos de comunicación estandarizados, plataformas que puedan trabajar juntas y mecanismos de protección que utilicen cifrado avanzado y autenticación segura. También es recomendable realizar auditorías de ciberseguridad de manera regular y aplicar políticas de anonimización de datos de acuerdo con el Reglamento General de Protección de Datos (GDPR), asegurando así la integridad del sistema y la confianza del consumidor.

Para evaluar la escalabilidad y sostenibilidad del sistema, sería ideal replicar el modelo que se desarrolló en Lisboa en áreas rurales o semiurbanas que tengan características topológicas y perfiles de consumo distintos. Esto nos permitiría observar cómo se comporta ante cambios en la demanda, diferentes niveles de generación distribuida y diversas condiciones socioeconómicas, lo que ayudaría a establecer un marco de aplicación más amplio para las futuras redes inteligentes.

Es fundamental involucrar a los usuarios de manera activa en la gestión energética. Esto se puede lograr a través de programas educativos y de concienciación sobre la eficiencia eléctrica, así como implementando tarifas dinámicas que fomenten el desplazamiento de cargas y un uso más consciente de la energía. La aceptación y colaboración de los consumidores son esenciales para asegurar la sostenibilidad social y tecnológica del modelo UPGRID.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Cunha, S. Almeida Neves, A. Cardoso Marques, y Z. Serrasqueiro, «Adoption of energy efficiency measures in the buildings of micro-, small- and medium-sized Portuguese enterprises», *Energy Policy*, vol. 146, p. 111776, nov. 2020, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111776>.
- [2] J. Crispim, J. Braz, R. Castro, y J. Esteves, «Smart Grids in the EU with smart regulation: Experiences from the UK, Italy and Portugal», *Utilities Policy*, vol. 31, pp. 85-93, dic. 2014, <https://doi.org/10.1016/j.jup.2014.09.006>.
- [3] L. E. Rielli y I. Campos, «The process matters: Exploring public participation in solar energy projects in Brazil and Portugal», *Energy Research & Social Science*, vol. 125, p. 104078, jul. 2025, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2025.104078>.
- [4] C. Gouveia, D. Rua, F. J. Soares, C. Moreira, P. G. Matos, y J. A. Peças Lopes, «Development and implementation of Portuguese smart distribution system», *Electric Power Systems Research*, vol. 120, pp. 150-162, mar. 2015, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.06.004>.
- [5] R. Pereira, J. Figueiredo, R. Melicio, V. Mendes, J. Martins, y J. C. Quadrado, «Consumer energy management system with integration of smart meters», *Energy Reports*, vol. 1, pp. 22-29, nov. 2015, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2014.10.001>.
- [6] I. L. R. Gomes, M. G. Ruano, y A. E. Ruano, «MILP-based model predictive control for home energy management systems: A real case study in Algarve, Portugal», *Energy and Buildings*, vol. 281, p. 112774, feb. 2023, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.112774>.
- [7] Y. Chawla, A. Kowalska-Pyzalska, y P. Duarte Silveira, «Marketing and communications channels for diffusion of electricity smart meters in Portugal», *Telematics and Informatics*, vol. 50, p. 101385, jul. 2020, <https://doi.org/10.1016/j.tele.2020.101385>.
- [8] F. W. Geels, S. Sareen, A. Hook, y B. K. Sovacool, «Navigating implementation dilemmas in technology-forcing policies: A comparative analysis of accelerated smart meter diffusion in the Netherlands, UK, Norway, and Portugal (2000-2019)», *Research Policy*, vol. 50, n.o 7, p. 104272, sep. 2021, <https://doi.org/10.1016/j.respol.2021.104272>.
- [9] F. Iberraken, R. Medjoudj, y D. Aissani, «Decision Making on Smart Grids Projects Moving using AHP Method: The case of Algerian Network», *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 46, n.o 9, pp. 543-548, 2013, <https://doi.org/10.3182/20130619-3-RU-3018.00524>.
- [10] M. A. R. Lopes, C. H. Antunes, K. B. Janda, P. Peixoto, y N. Martins, «The potential of energy behaviours in a smart(er) grid: Policy implications from a Portuguese exploratory study», *Energy Policy*, vol. 90, pp. 233-245, mar. 2016, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.12.014>.
- [11] M. Shakeri *et al.*, «Implementation of a novel home energy management system (HEMS) architecture with solar photovoltaic system as supplementary source», *Renewable Energy*, vol. 125, pp. 108-120, sep. 2018, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.114>.
- [12] J. B. Santos, R. Scharnigg, J. Monteiro, y A. Pacheco, «Fair shares or smart savings? Exploring business models, justice and efficiency trade-offs in Portuguese energy communities», *Energy Research & Social Science*, vol. 125, p. 104102, jul. 2025, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2025.104102>.
- [13] F. Alassery, «Advanced metering infrastructure smart metering based on cloud architecture for low voltage distribution networks in application of smart grid monitoring», *Sustainable Computing: Informatics and Systems*, vol. 35, p. 100747, sep. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.suscom.2022.100747>.

- [14] R. Qi, Q. Li, Z. Luo, J. Zheng, y S. Shao, «Deep semi-supervised electricity theft detection in AMI for sustainable and secure smart grids», *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 36, p. 101219, dic. 2023, <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101219>.
 - [15] P. D. Halle y S. Shiyamala, «Secure advance metering infrastructure protocol for smart grid power system enabled by the Internet of Things», *Microprocessors and Microsystems*, vol. 95, p. 104708, nov. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.micpro.2022.104708>.
 - [16] F. Ghanavati, G. J. Osório, J. C. O. Matias, y J. P. S. Catalão, «Transactive data-driven and consumer-centric home energy management system for local energy communities in Portugal», *Sustainable Cities and Society*, vol. 131, p. 106698, sep. 2025, <https://doi.org/10.1016/j.scs.2025.106698>.
 - [17] E. Efatinasab, N. Azadi, G. A. Susto, C. M. Ahmed, y M. Rampazzo, «Fortifying smart grid stability: Defending against adversarial attacks and measurement anomalies», *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 43, p. 101799, sep. 2025, <https://doi.org/10.1016/j.segan.2025.101799>.
 - [18] K. Gupta, V. Kumar, y R. Prakash, «An Efficient Approach to Key Management for Bidirectional Communication in AMI System of Smart Grids», *Procedia Computer Science*, vol. 259, pp. 1179-1188, 2025, <https://doi.org/10.1016/j.procs.2025.04.073>.
 - [19] The European Parliament and the Council of the European Union, *Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE*, vol. 158. 2019, pp. 125-199. [En línea]. Disponible en: <http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj/spa>
 - [20] European Commission, «Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment», CEN-CENELEC-ETSI, Brussels, mar. 2011. [En línea]. Disponible en: https://www.cencenelec.eu/media/CEN-CENELEC/AreasOfWork/CEN-CENELEC_Topics/Smart%20Grids%20and%20Meters/Smart%20Grids/m490_smart-grids_mandate.pdf?utm_source=chatgpt.com

Fig. 6.

Integración de la arquitectura al proyecto

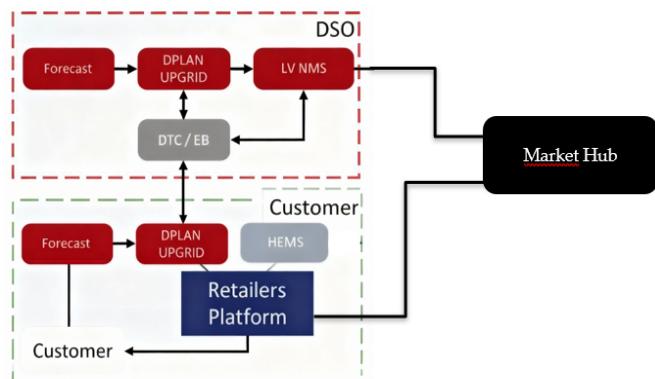


Fig. 7.

Energy Box



Fig. 8.

Controlador de transformador de distribución

