

IV EDICIÓN CONGRESO DE **REDES INTELIGENTES**

3 y 4 de NOVIEMBRE 2025

LIBRO DE COMUNICACIONES

Organiza



En colaboración con



Apoyo institucional



Patrocinadores



PRÓLOGO

El continuo crecimiento de la capacidad instalada de energías renovables, en especial la solar fotovoltaica y la eólica, hacen de **nuestro país un referente en transición energética**. El despliegue de estas tecnologías, junto con la electrificación del transporte y el impulso a la digitalización de la red, exige **modernizar nuestras infraestructuras eléctricas** y garantizar **inversiones sostenidas que aseguren un suministro fiable y eficiente**. Recientemente, el Gobierno anunció un **plan de inversión de 13.600 millones de euros en las redes de transporte** de electricidad hasta 2030, un paso estratégico para reforzar la capacidad del sistema y asegurar que la electrificación de la economía se desarrolle de manera ordenada y competitiva. Al mismo tiempo, la **saturación de algunos nudos de la red de distribución, que alcanza ya un 83,4%**, evidencia la necesidad de avanzar en **digitalización, planificación ágil y refuerzo de la infraestructura**, conectando de manera efectiva la nueva demanda de industria, vivienda, movilidad eléctrica y almacenamiento.

La digitalización de las redes eléctricas aporta beneficios claros y tangibles que refuerzan su papel estratégico. Gracias a ella, es posible gestionar una demanda cada vez más compleja y distribuida, optimizar la eficiencia operativa y reducir costes, y al mismo tiempo empoderar al consumidor y abrir camino a nuevos modelos de negocio. La tecnología digital proporciona visibilidad y control en tiempo real, permite reaccionar con rapidez ante eventos críticos y mejora la continuidad y calidad del suministro eléctrico, un aspecto esencial para garantizar la confianza de los usuarios y la competitividad de la economía. En conjunto, estas capacidades aportan la **resiliencia y flexibilidad** necesaria para integrar nuevas demandas y fuentes renovables, consolidando a la **red eléctrica como un activo esencial** para la sostenibilidad y el progreso de España.

La aprobación de los sandboxes regulatorios en 2025 marca un hito para el sector eléctrico. Estos entornos de prueba, que se encuentran en su fase final de concreción, están listos para su puesta en marcha y permitirán acelerar la innovación en áreas clave como redes inteligentes, agregación de demanda y almacenamiento de energía. Al facilitar la experimentación controlada con nuevas tecnologías y modelos de negocio, los sandboxes garantizarán que la regulación se adapte a las **necesidades reales del sistema**, convirtiéndose en un instrumento de apoyo.

El presente libro recoge las comunicaciones presentadas en el VI Congreso de Redes Inteligentes de FutuRed, reflejando la **innovación y dinamismo del sector**. Incluye, entre otros, desarrollos en optimización de activos de plantas renovables híbridas, gestión de baterías de segunda vida, supervisión y automatización de redes de distribución, control avanzado de convertidores electrónicos, planificación de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos y gestión de flexibilidad de la demanda. Estos trabajos muestran cómo la investigación aplicada y la tecnología contribuyen a avanzar hacia redes más inteligentes, sostenibles y capaces de responder al los retos actuales y futuros del sistema eléctrico.

FutuRed, como plataforma tecnológica, desempeña un papel clave en este proceso. Su capacidad para integrar empresas, centros de investigación, administraciones y otros agentes del sector facilita la transferencia de conocimiento, impulsa la innovación y contribuye a definir estrategias nacionales que refuercen la competitividad y sostenibilidad del sistema eléctrico. La plataforma se consolida como **un punto de encuentro y referencia** para quienes construyen la red eléctrica del futuro en España.

Quisiera finalizar, como en anteriores ocasiones, **agradeciendo el trabajo y dedicación de quienes han hecho de este evento un referente en España**: a la ETSII de la Universidad Politécnica de Madrid (UPM) como anfitrión; a Schneider, ZIV, Siemens, Ormazabal y The Mathworks como patrocinadores; al Comité Técnico que valida y evalúa las comunicaciones; a los autores de las comunicaciones; y a todos los ponentes y organizadores del Congreso.

Mónica Puente



Presidenta de FutuRed

ÍNDICE**P. 2 PRÓLOGO****P. 3 ÍNDICE COMITÉS****P. 5 COMUNICACIONES****P. 11 1. El contexto de las Redes Eléctricas**

- P. 12 1.1 RED MENTES: MODELIZACIÓN ENERGÉTICA PARA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA SOSTENIBLE
- P. 21 1.2 AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE BAJA TENSIÓN. INTEGRACIÓN MASIVA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y MOVILIDAD ELÉCTRICA, MANTENIENDO LA SEGURIDAD, FIABILIDAD Y CAPACIDAD DE LA RED.
- P. 21 1.3 LEVERAGING TRANSIENT ANALYSIS FOR DISTRIBUTED BLACK START AND ISLANDING CONTROL IN DRZ ARCHITECTURES. *English.*
- P. 34 1.4 HERRAMIENTAS PARA ANALIZAR LA ESTABILIDAD Y COORDINAR EL FUNCIONAMIENTO DE CONVERTIDORES ELECTRÓNICOS GRID-FORMING EN REDES ELÉCTRICAS.

P. 40 2. Nueva dinamización en la red y nuevos modelos de negocio

- P. 41 2.1 ADVANCING THE AGGREGATOR BUSINESS MODEL. *English.*
- P. 46 2.2 HERRAMIENTA DE DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO CON BATERÍAS DE SEGUNDA VIDA.
- P. 52 2.3 GESTIÓN DE LA FLEXIBILIDAD ENERGÉTICA MEDIANTE LA INTEGRACIÓN, OPTIMIZACIÓN Y EMPLAZAMIENTO DE LAS CARGAS DE VE.
- P. 59 2.4 MEJORA EN LA GESTIÓN DE ACTIVOS DE PLANTAS RENOVABLES HÍBRIDAS GRACIAS A LA OPTIMIZACIÓN MULTI-MERCADO Y LOS CONTRATOS BILATERALES CON COMUNIDADES ENERGÉTICAS LOCALES.
- P. 65 2.5 ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DEL USO DE BATERÍAS DE SEGUNDA VIDA PARA EL SOPORTE A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EDIFICIOS.
- P. 71 2.6 MEJORA DE LOS ECOSISTEMAS DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CON INTEGRACIÓN V2G.
- P. 77 2.7 SIORD, UNA PLATAFORMA PARA LA SUPERVISIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS Y FACILITAR SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD EN ESPAÑA.
- P. 82 2.8 EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO EN LA RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA PARA 2030 MEDIANTE PYPSE-SPAIN.
- P. 88 2.9 DIGITALIZATION OF THE DISTRIBUTION GRID. SMART MONITORING FOR EFFICIENT MANAGEMENT.
- P. 94 2.10 PLANNING EV CHARGING INFRASTRUCTURE IN DSO GRIDS. A MODULAR WORKFLOW WITH COST-DRIVEN USE CASE. *English.*
- P. 101 2.11 GENERALIZACIÓN DEL CÁLCULO ELÉCTRICO PARA LA GESTIÓN FLEXIBLE DE LA RED.
- P. 106 2.12 GENERALIZATION OF ELECTRICAL CALCULATION FOR FLEXIBLE GRID MANAGEMENT. *English.*
- P. 110 2.13 CONGESTION MANAGEMENT IN MEDIUM VOLTAGE NETWORKS IN N AND N-1 SITUATIONS. *English.*
- P. 117 2.14 REGULACIÓN DE TRANSFORMADORES DE 3 DEVANADOS CON FUENTES DE GENERACIÓN RENOVABLE.

P. 123 3. Automatización de la Baja Tensión

- P. 124 3.1 CONTROL DE TENSIÓN EN BAJA TENSIÓN _ZIV+AT3W.
- P. 133 3.2 NEW PERSPECTIVE IN OPF CALCULATION FOR SMART GRIDS THROUGH REINFORCEMENT LEARNING AND PINNS. *English.*
- P. 139 3.3 FUNCIONALIDADES DE AUTOMATIZACIÓN PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN DESDE EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

ÍNDICE**P. 145 4. Tecnologías de digitalización**

- P. 146 4.1 ANÁLISIS DE MODELOS DE MACHINE LEARNING PARA LA PREDICCIÓN DE LA DEMANDA AGREGADA DE LAS ISLAS CANARIAS Y LA PENÍNSULA.
- P. 152 4.2 DETECCIÓN DE COMPORTAMIENTOS ANÓMALOS EN INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS.
- P. 155 4.3 OPTIMIZACIÓN DINÁMICA DE CAPACIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN. EXPERIENCIA DEL PROYECTO DYNELEC.
- P. 158 4.4 PROYECTO SAGE. INVESTIGACIÓN EN TECNOLOGÍAS DIGITALES PARA IMPULSAR LA PENETRACIÓN DE RENOVABLES, MEJORANDO LA SUPERVISION Y CONTROL DE LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN.

P. 164 5. Equipos Avanzados de Control

- P. 165 5.1 DIMENSIONAMIENTO DE CONVERTIDORES MULTIPUERTO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.
- P. 171 5.2 TESTING TOOL SOFTWARE DEL NUEVO PROTOCOLO STG-DC 4.0. *English.*
- P. 177 5.3 MEDIDA DE CORRIENTE USANDO SENSORES DE FIBRA ÓPTICA Y SU APLICACIÓN EN PROTECCIONES DIFERENCIALES.
- P. 185 5.4 APLICACIONES NO CONVENCIONALES PARA EL SECTOR ELÉCTRICO. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE ZONAS DEFINIDAS
- P. 188 5.5 ANÁLISIS PREDICTIVO DE INCIDENCIAS TRANSITORIAS REPETITIVAS PARA REDUCIR AVERÍAS EN LA RED.

P. 195 SECCIÓN ACADEMIA

- P. 196 6.1 PLATAFORMA ESCALABLE DE FLEXIBILIDAD AGREGADA: CONTROL DE MÚLTIPLES MICRORREDES PARA SERVICIOS ENERGÉTICOS EN REDES INTELIGENTES.
- P. 202 6.2 VIRTUALIZACIÓN DE CONCENTRADOR DE DATOS EN NODOS EDGE PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE BAJA TENSIÓN.
- P. 209 6.3 ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LOS ARMÓNICOS EN REDES RESIDENCIALES DE BAJA TENSIÓN CON CARGA NO LINEAL Y VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.
- P. 215 6.4 TOWARDS COORDINATED FLEXIBILITY ACQUISITION MECHANISMS: A FRAMEWORK FOR AN EFFICIENT DESIGN. *English.*
- P. 221 6.5 PLANIFICACIÓN ADAPTABLE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN: INCREMENTANDO EL VALOR DE LA FLEXIBILIDAD BAJO INCERTIDUMBRE
- P. 227 6.3 COMUNIDADES ENERGÉTICAS LOCALES Y PROVISIÓN DE SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA RED: MITIGACIÓN DE CONGESTIONES EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y PROBLEMAS DE VOLTAJE
- P. 235 6.4 APLICACIÓN DEL CONTROL PREDICTIVO PARA EL CONTROL DE INVERSORES TRIFÁSICOS PARA SU CONEXIÓN A LA RED Y MOTORES ASÍNCRONOS

P. 241 SECCIÓN START-UP

ÍNDICE COMITÉS

COMITÉ TÉCNICO GENERAL

Juan María García, Ingeteam
Javier Figuera Pozuelo, Red Eléctrica
Rosalia Rivas Saiz, Red Eléctrica
Óscar Izquierdo, CEDER-CIEMAT
Mariano Gaudó Navarro, UFD
Javier Pérez Pastor, COIIM
Ángel Silos Sánchez, Schneider Electric España
Anabel Soria Esteve, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
José Emilio Rodríguez Seco, Tecnalia
Javier Tobajas, Centro Nacional del Hidrógeno
Enrique García García, i-DE Redes Eléctricas Inteligentes
Baldomero García Galán, Red Eléctrica
Ramón Gallart Fernández, Estabanell y Pahisa Energía S.A.U.
Fernando García Martínez, secretario técnico FUTURED
Andrés Llombart Estopiñan, CIRCE Centro Tecnológico
Samuel Borroy Vicente, CIRCE Centro Tecnológico
Guillermo Amann Aldecoa, AFBEL / T&D Europe
Milan Prodanovic, IMDEA Energía
Iratxe Zuluaga, Merytronic / Ariadnagrid
Begoña Molinete Cuezva, Cluster de Energía del País Vasco
Roberto Cimadevilla, ZIV

COMITÉ ACADÉMICO

Miguel Ángel Sánchez Fornié, Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas.
Fernando García Martínez, secretario técnico FUTURED
Araceli Hernández Bayo, ETSII Universidad Politécnica de Madrid
Joaquim Meléndez i Frigola, Escuela Politécnica Superior. Universidad de Girona
Jesús Doval Gando, Escuela de Ingeniería Industrial. Universidad de Vigo
Félix García-Torres, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Control Automático Universidad de Córdoba
Garikoitz Buigues Beraza, Departamento de Ingeniería Eléctrica - Escuela de Ingeniería de Bilbao.
Universidad del País Vasco (UPV/EHU)

COMITÉ START-UP

Emilio Ayanz, EIT InnoEnergy
Jordi Daunis, EIT InnoEnergy
Jacob Rodrigue, Edistribución (grupo Enel)
José Luis Vallejo, UFD
Fernando García, secretario técnico FUTURED
Luis Manuel Santos, EDP Energía
Francisco Rodrigues, EDP Energía
Óscar Cantalejo, i-DE
Joseba Koldo Atxutegi, Ormazabal
José Antonio Mori, Siemens SI GSW S ES&PT
Ángel Silos, Schneider
Galder Vizcaya, ZIV

Gestión eficiente y sostenible para redes eléctricas de distribución.

EcoStruxure™ contribuye a la mejora y eficiencia de las redes eléctricas.

Integración de
fuentes renovables
a la red

Flexibilidad del
usuario final en la
red de distribución

Adaptación de redes inteligentes
en un entorno **descarbonizado**,
digitalizado y **descentralizado**

Escanea el QR para profundizar en

Inteligencia Artificial
para la transición
energética

Tendencias en
la gestión de red
de Baja Tensión



se.com/es

ormazabal
velatia

Technology for a new
electric world



ormazabal.com

Más info





Liderando la transformación hacia una gestión autónoma de las **redes eléctricas**

Gridscale X permite operar las redes más cerca de sus límites físicos, convertir los DER en activos estratégicos y optimizar decisiones de inversión. Es el inicio de una nueva era: transforma la imprevisibilidad en visión, la complejidad en simplicidad y la rigidez en adaptabilidad.

siemens.es/grid-software

Explore
Gridscale X



SIEMENS



Inteligencia distribuida para una red más estable, ágil y resiliente

En ZIV creemos en una red eléctrica más inteligente y colaborativa. Por eso, este año en FUTURED queremos compartir nuestra visión y conocimiento, participando en el debate de la mesa redonda sobre los grandes retos tecnológicos del sector y aportando 2 papers y 1 póster:

- Control de tensión en baja tensión con contadores inteligentes.
- Recuperación distribuida tras apagones mediante análisis transitorio y arquitecturas DRZ.
- Regulación avanzada de transformadores con generación renovable conectada.



Diseña el futuro de la red eléctrica con MathWorks



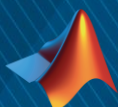
Modela, simula y valida sistemas complejos para acelerar la transición hacia redes más inteligentes, seguras y sostenibles, mediante la digitalización y automatización del sistema eléctrico.

© 2025 The MathWorks, Inc.

Learn more at

<https://www.mathworks.com/solutions/electrification.html>

MATLAB®
& SIMULINK®

 MathWorks®

01

El contexto de las Redes Eléctricas

PNIEC, Plan de Recuperación económica, Regionalización. Marco regulatorio (Sandboxes). Medio Ambiente, Sostenibilidad y Gobernanza: Cambio Climático, Economía Circular (reducción huella ecológica), Objetivos de Desarrollo Sostenible, Transición Justa, Retos sociales y Resiliencia de la red al cambio climático. Factor humano y seguridad y salud laboral.

RED MENTES: MODELIZACIÓN ENERGÉTICA PARA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA SOSTENIBLE

Diego García-Gusano*, PhD, TecNALIA Research & Innovation

Iñaki Arto, PhD, Basque Centre for Climate Change (BC3)

Yolanda Lechón, PhD, Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)

Ignacio Cazcarro, PhD, CREDENAT-Universidad de Zaragoza

Pedro Linares, PhD, IIT-Universidad de Comillas

Nuria Gómez Sanz, PhD, GEAR-Universidad Castilla La Mancha

Antonio Gómez-Gómez, PhD, INARBE-Universidad Pública de Navarra

Luis Javier Miguel, PhD, GEEDS-Universidad de Valladolid

Diego Iribarren, PhD, UAS-IMDEA Energía

*Autor para correspondencia: diego.garcia@tecnalia.com

Resumen: La Red MENTES surge en el contexto del Acuerdo de París y la necesidad de España de transitar hacia un sistema energético bajo en emisiones, apoyando la elaboración del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2030. Esta red agrupa a diversos grupos de investigación nacionales especializados en modelización energética, con el objetivo de coordinar esfuerzos, explotar sinergias y alinear prioridades para responder a los retos estratégicos de la transición energética. La red busca constituirse como referente nacional, ofreciendo apoyo técnico a los responsables políticos y agentes del sector. Asimismo, promueve la formación y creación de capacidades mediante actividades conjuntas, codirección de tesis y estancias de estudiantes, así como la participación en proyectos de I+D+i y redes internacionales. La Red MENTES también se compromete a difundir los resultados de sus investigaciones a la sociedad, evaluando los impactos y alternativas de descarbonización, y anticipando los retos económicos, sociales y medioambientales del proceso de transición.

Palabras clave: modelización energética; planificación; descarbonización; PNIEC; decisiones; estrategia; networking.

INTRODUCCIÓN

La Red MENTES surgió en 2020 como un grupo de trabajo multidisciplinar entre investigadores españoles de áreas como la economía, la planificación energética, el medio ambiente y el análisis de sistemas. Dicha red, apoyada por MICIN (RED2018-102794-T) y que obtuvo un informe de evaluación MUY SATISFACTORIO (31/03/2023), ha abordado con éxito una serie de retos tales como coordinar esfuerzos de investigación y aspectos estratégicos de la transición energética española hacia la descarbonización. Varios de los miembros de la red son asesores o desarrolladores técnicos del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) en materia de planificación y diseño de políticas futuras. La Red MENTES ha supuesto la colaboración entre 9 grupos de investigación de carácter multidisciplinar de 5 de universidades, 3 institutos de investigación y un centro tecnológico. La Red MENTES se ha visibilizado a través de una web atractiva y actualizada (www.redmentes.es), perfiles en redes sociales y la publicación en Papeles de Energía de sus modelizaciones y posibilidades de aplicación. Además, la Red MENTES organizó, juntamente con la Sociedad Hispanoamericana de Análisis Input-Output (SHAIO), el webinar a cargo de Julia Steinberger (reputada investigadora, líder del Grupo de Trabajo 3 del 6º Informe de Evaluación de IPCC). Los grupos integrantes de la Red MENTES han puesto en común sus líneas de investigación recientes y modelizaciones en reuniones virtuales y presenciales y de las reflexiones de ello han publicado conjuntamente un artículo de discusión en la revista Science of the Total Environment (h: 9,8) sobre las consecuencias de la pandemia para la transición hacia una sociedad baja en carbono y cómo los modelos deben adaptarse y responder a los nuevos desafíos que se plantean. La Red MENTES organizó la primera Jornada de modelización energética a nivel nacional como evento asociado al XVII Congreso de la Asociación Española de Economía Energética (AEEE) en Alcalá de Henares en mayo de 2022, a la que asistieron más de 30 investigadores, expertos y decisores de política y de la que se ha publicado un libro resumen. Ello ha permitido aprovechar sinergias entre los grupos y crear masa crítica para llevar a cabo proyectos de envergadura. Miembros de la Red MENTES han colaborado en direcciones de tesis de temas relacionados con el objetivo de la Red y en tribunales evaluadores de tesis, en proyectos europeos y en la elaboración de planes de energía y clima nacionales y regionales.

OPORTUNIDAD ESTRATÉGICA

Las decisiones políticas y tecnológicas que España adopte en las próximas décadas conformarán este sistema energético futuro y tendrán un impacto en la economía, el medio ambiente y la sociedad. En concreto, el MITERD ha presentado el nuevo Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2030, en cuya elaboración han participado varios de los grupos de esta red proporcionando apoyo técnico. Así, para poder tomar decisiones estratégicas en el sector energético es necesario contar con herramientas apropiadas y adaptadas a la realidad energética de nuestro país.

LOS OBJETIVOS DE LA RED ESTRATÉGICA

Las diversas herramientas de modelización están siendo utilizadas por los grupos de investigación que conforman esta red, aunque de forma independiente y no coordinada, lo que provoca que los resultados de la investigación no sean todo lo relevantes y útiles para la toma de decisiones como podrían. Por ello, el objetivo de la red (RED2024-153580-E) es coordinar a los grupos de investigación nacionales que, desde distintos ángulos y aproximaciones metodológicas, trabajan en modelización energética para:

- Explotar las sinergias y complementariedades existentes entre los distintos grupos que conformarían la red.
- Alinear las prioridades de investigación de los distintos grupos de forma que se adapten y den respuesta a los desafíos estratégicos del país en materia de transición energética.
- Constituir un grupo de referencia a nivel nacional en modelización energética que pueda apoyar a los decisores políticos y agentes involucrados en la toma de decisiones.
- Favorecer la creación de capacidades en materia de modelización energética en nuestro país a través de actividades de formación organizadas conjuntamente por la red, a través de codirección de tesis doctorales y a través de estancias breves de doctorandos y estudiantes de máster en centros de la red.
- Reforzar la presencia internacional de los grupos de investigación nacionales a través de la participación en redes o iniciativas supranacionales.
- Participar en proyectos de I+D+i nacionales e internacionales conjuntamente.
- Transmitir a la sociedad los resultados de las líneas de investigación de la red, como los impactos que tendrá la transición energética y las alternativas de descarbonización.

SOBRE LOS MIEMBROS DE LA RED

Plataforma de Planificación Energética de TECNALIA

El grupo coordinador, la Plataforma de Planificación Energética de TECNALIA Research & Innovation (ePlanning) está formada por 12 personas. La responsable del equipo es Lara Mabe y el equipo cuenta con cuatro doctores en ámbitos relacionados con la planificación energética. El equipo posee un amplio background en desarrollo de proyectos europeos Horizon 2020 sobre planificación energética en smart cities (ATELIER, MakingCity, MatchUp), así como un expertise en proyectos de planificación a escala regional/subnacional (Gipuzkoa2050, PEIEC 2030 de Extremadura, Estrategia 2030 de Transición Energética y Cambio Climático de Euskadi, Modelo Energético Asturias 2030, entre otros), junto con proyectos de modelado energético a escala europea en el marco Horizon Europe para evaluar aspectos como la carga inteligente del coche eléctrico (DRIVE2X), la regionalización de modelos a escala NUTS2 (iDesignRES), el desarrollo de optimizaciones regionales en industria (IS2H4C), el desarrollo de un modelo integral de las industrias europeas para descarbonización y circularidad (TRANSCIENCE), y planificación de valles de hidrógeno (AdvancedH2Valley). La plataforma ePlanning cuenta con un laboratorio virtual de modelado (Prospective Energy Modelling Laboratory) y se ubica en el área de Smart Grids and Planning de TECNALIA, el centro de investigación aplicada y desarrollo tecnológico más grande de España, con más de 1500 empleados, de los que más de 300 son doctores. Cabe destacar que la plataforma de ePlanning, dado su carácter transversal, participa de proyectos e iniciativas altamente estratégicos, como Net Zero Basque Industrial Supercluster (NZBISC) del Gobierno Vasco y el World Economic Forum, el proyecto de modelado integral BIDERATU, y varias tasks de la IEA Hydrogen (Task 41, Task 48). Aparte de esto, el equipo cuenta con herramientas propias desarrolladas como ENERKAD, para la caracterización

térmica de edificios, DecarbIndustry, para el diseño de estrategias de descarbonización industrial, y otras en desarrollo como TEKZONE, GEOPLANGRIDS, o GEOPLANPIPES.

Grupo GEAR – Universidad Castilla – La Mancha

El grupo Global Energy and Environmental Economics Analysis Research Group (GEAR) está formado por 8 investigadores doctores a tiempo completo profesores de la Universidad de Castilla-La Mancha, 2 becarios de investigación (proyecto regional y programa investigo JCCM) y una investigadora postdoctoral (proyecto europeo). En los últimos años, la actividad del grupo ha estado enfocada principalmente al estudio de la sostenibilidad de la actividad económica y del comercio internacional a través del cálculo de huellas (económicas, sociales y medioambientales, principalmente de carbono) y a evaluar la importancia que los cambios en los patrones de consumo y los distintos tipos de hogares tienen sobre la huella de carbono, utilizando como herramienta principal el análisis input-output. El grupo GEAR ha publicado alrededor de 50 JCR relacionados con las líneas de investigación de esta red, la mayor parte de ellos situados en revistas Q1 en sus especialidades, desde 2007 hasta la actualidad. Ha participado en diversos proyectos entre los que destaca un proyecto europeo con el cometido de analizar el impacto de la reconfiguración de las cadenas de valor en el medioambiente, dos proyectos concedidos por MINECO en las convocatorias de 2012-2015 y 2016-2019 y dos proyectos en convocatorias competitivas de la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha, sobre modelos aplicados al análisis de la sostenibilidad. El grupo tiene también experiencia en el desarrollo de convenios de colaboración con instituciones públicas y privadas para evaluar la sostenibilidad.

IIT – Universidad Pontifica de Comillas

La Universidad Pontificia de Comillas participa en este proyecto a través de su Instituto de Investigación Tecnológica (IIT). El IIT cuenta con más de 30 años de experiencia en el desarrollo de modelos de simulación del sector energético, y en particular, del sector eléctrico. El área de Modelado de Sistemas de Energía cuenta con 50 investigadores y 60 investigadores en formación dedicados a la investigación de modelos de mercados eléctricos con alta penetración de generación renovable, despacho óptimo de generación, modelos estratégicos de ofertas, planificación hidrotérmica en el corto y medio plazo, modelos integrados de agua y energía, o planificación integrada de generación y transporte. Ha participado en numerosos proyectos europeos y nacionales de investigación, así como realizado numerosos proyectos de transferencia para las principales empresas del sector.

Basque Centre for Climate Change – BC3

El Basque Centre for Climate Change (BC3) es un centro de Investigación sobre las causas y consecuencias del cambio climático. Dentro de él, participa en este proyecto el grupo Low Carbon (LC). La Investigación del grupo cubre la transición a una economía baja en carbono desde el nivel micro (e. g. decisiones de las empresas o consumidores sobre si invertir o no en eficiencia energética) al global (e. g. implicaciones de la implementación del Acuerdo de París). Analizan los efectos de las políticas climáticas (incluyendo efectos distributivos) y otros impactos sobre las familias, sectores y regiones y las interrelaciones e interacciones de estas políticas con el agua, energía, uso de tierra y salud, lo que une las líneas del grupo con otras dentro del BC3. Debido a la orientación multidisciplinar y de política, el grupo LC ofrece una capacidad única para tratar el cambio climático incluyendo dimensiones naturales, sociales, económicas, de política y de gobernanza, con el objetivo de proveer apoyo científico a la toma de decisiones hacia una sociedad baja en carbono y sostenible. LC incluye dos catedráticos de investigación, ocho investigadores postdoctorales y seis estudiantes de doctorado.

INARBE – Universidad Pública de Navarra

El grupo de la Universidad Pública de Navarra (UPNA) está integrado por 5 investigadores a tiempo completo pertenecientes al Institute for Advanced Research in Business and Economics (INARBE). INARBE es un centro de investigación de la Universidad Pública de Navarra que aglutina a cien investigadores en el ámbito del análisis económico de organizaciones, mercados y políticas públicas. En lo que respecta a las capacidades analíticas, el grupo está compuesto por investigadores con experiencia en modelos de equilibrio general computable, modelos input-output, modelos de análisis de eficiencia y productividad, y análisis econométrico. Estas metodologías las han aplicado en múltiples trabajos para el análisis de empresas, sectores y políticas energéticas y de medidas de desempeño energético y medioambiental. Desde 1999 los miembros del equipo han sido investigadores principales en once proyectos del Plan Nacional de I+D+i, y han participado en otros 13 proyectos del Plan Nacional como integrantes del

equipo investigador en diversas convocatorias. Asimismo, el grupo tiene experiencia en la organización de congresos, como editores de revistas, como participantes en comités científicos en el área de la economía energética y en la realización de contratos con empresas e instituciones públicas.

Grupo GEEDS – Universidad de Valladolid

La Universidad de Valladolid (UVA) participa en esta Red a través del Grupo de Energía, Economía y Dinámica de Sistemas (GEEDS). GEEDS es un Grupo de Investigación Reconocido formado por 12 profesores de áreas de conocimiento de ingeniería, economía, sociología y física, 6 investigadores postdoctorales y 10 estudiantes de doctorado. Su principal línea de investigación es el desarrollo de sistemas de evaluación integrada (IAM) Energía-Economía-Cambio Climático aplicando dinámica de sistemas. Sus resultados más relevantes son los modelos IAM orientados a problemas de sostenibilidad ambiental y energética, considerando las variables económicas, sociales y biofísicas. Estos modelos se han desarrollado en el marco de diversos proyectos europeos MEDEAS, LOCOMOTION, OnePlanet, lamCompact, Pantheon, Nevermore, RethinkAction e HYDRA y nacionales Modeslow y Spandam. Entre las novedades más destacadas de estos modelos están las realimentaciones económicas debidas al impacto del cambio climático y la tasa de retorno energético (EROI), la inclusión de curvas de máxima extracción de recursos no renovables y la combinación de modelos basados en tablas input-output con dinámica de sistemas.

UAS – IMDEA ENERGÍA

La Unidad de Análisis de Sistemas (UAS) de IMDEA Energía se creó en julio de 2010. La Unidad aborda el análisis de sistemas energéticos no solamente desde una perspectiva técnica sino también contemplando aspectos económicos, ambientales y sociales. Las capacidades metodológicas de esta Unidad incluyen simulación de procesos, análisis tecnoeconómico, análisis de sostenibilidad del ciclo de vida, ecodiseño, análisis multicriterio y modelización energética. Entre los principales temas de investigación, se destacan: hidrógeno, electricidad y combustibles alternativos (por ejemplo, biocombustibles avanzados), valorización de residuos, captura y uso de CO₂, y modelos energéticos orientados a sostenibilidad. Actualmente, la Unidad cuenta con alrededor de 20 miembros y participa en un alto número de proyectos de investigación regionales, nacionales y europeos, además de en distintas redes y asociaciones internacionales (e.g., Hydrogen Europe Research).

ASE - CIEMAT

La Unidad de Análisis de Sistemas Energéticos (ASE) de CIEMAT, tiene como objetivos la evaluación de la sostenibilidad de las tecnologías de producción y consumo de energía. La unidad tiene una dilatada experiencia en la modelización de los impactos en la sostenibilidad medioambiental, económica y social utilizando las herramientas de Análisis de Sostenibilidad de Ciclo de Vida (ASCV), Análisis Input-output multirregional (MRIO) extendido con vectores socioeconómicos y medioambientales. La unidad tiene ya una importante experiencia en el estudio de políticas energéticas utilizando el Análisis Coste Beneficio y otros instrumentos. Asimismo, la unidad utiliza la modelización energética como herramienta para el análisis de los sistemas energéticos globales, regionales y nacionales, a medio y largo plazo y para el estudio de escenarios medioambientales y energéticos. Los modelos utilizados pertenecen a la familia de modelos de optimización TIMES desarrollados por el Programa de Colaboración Tecnológica ETSAP de la Agencia Internacional de la Energía, donde la representante del grupo en esta red, Yolanda Lechón, es la representación nacional en el comité ejecutivo. Las actividades de la Unidad se realizan en el marco de proyectos de los Programas de Investigación Europeos y Nacionales.

CREDENAT – Universidad de Zaragoza

El grupo Crecimiento, Demanda y Recursos Naturales (CREDENAT) es un grupo de investigación del Departamento de análisis económico (Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales de la Universidad de Zaragoza) formado por unos 25 investigadores, siendo aproximadamente el 75% investigadores doctores a tiempo completo de la Universidad de Zaragoza y un 20-25% aproximadamente de becarios de investigación que están realizando su tesis doctoral con becas (en general obtenidas en convocatorias competitivas tipo FPU). La actividad del grupo ha estado enfocada principalmente al estudio de los impactos de la actividad económica sobre los recursos naturales y el medio ambiente. En los temas de modelización energética específicamente, participan 6-7 investigadores/as, que serán quienes se vinculen principalmente a la red, utilizando el análisis input-output y los modelos de equilibrio general computable (MEGAs o CGEs). La actividad científica del grupo CREDENAT queda demostrada por la publicación de una treintena

de JCR relacionados con las líneas de investigación de este proyecto, desde 2007 hasta la actualidad, además de otras labores relacionadas de docencia, comunicación, transferencia, divulgación. El grupo CREDENAT ha participado en diversos proyectos entre los que destacan los proyectos concedidos por el MINECO desde hace varias décadas, siendo los más recientes los de 2016-2019 ECO2016-74940-P, PID2019-106822RB-I00 y PID2022-140010OB-I00, y los proyectos en convocatorias competitivas del Gobierno de Aragón (S40_23R actualmente). El grupo tiene también experiencia en el desarrollo de convenios de colaboración, destacando el de la Com. Gral. Riegos del Alto Aragón, con E.ON Renovables, y contratos de investigación (con dptos. del Gobierno Aragón, MINCOTUR, MITECO, empresas, etc.).

CAPACIDADES DE MODELADO DE LA RED

Existen numerosas herramientas disponibles, pero pocas de ellas se han aplicado de forma regular en la planificación energética hasta la fecha. Es necesario, además, que dichas herramientas sean capaces de evaluar las implicaciones económicas, sociales y medioambientales de la transición, de tal forma que se anticipen los problemas que dicho proceso pueda generar y se puedan evaluar distintas alternativas para su adecuada solución.

Los **modelos energéticos de optimización** (con los que trabajan los grupos de CIEMAT y TECNALIA). Desde CIEMAT se trabaja con modelos de la familia **TIMES** desarrollados por el Programa de Colaboración Tecnológica ETSAP de la Agencia Internacional de la Energía. Estos modelos, son herramientas fundamentales para la representación y análisis de sistemas energéticos complejos a medio y largo plazo que proporcionan, desde un punto de vista coste-eficiente, soluciones sobre la composición óptima del sistema energético teniendo en cuenta los compromisos medioambientales y la demanda energética. Son modelos de tipo "bottom-up" que combinan una aproximación técnica y una aproximación económica. Por el lado del suministro de energía, comprenden la extracción de combustibles, la producción primaria y secundaria, y la importación y exportación energética. Los "agentes" de la oferta energética son los "productores". La demanda energética se estructura sectorialmente en sectores residencial, comercial, agrícola, de transporte e industrial. Los "agentes" del lado de la demanda de energía son los "consumidores". Las relaciones matemáticas, económicas y de ingeniería entre estos "productores" de energía y "consumidores" son la base que sustenta los modelos TIMES. Estos modelos pueden ser muy útiles en la planificación energética a medio y largo plazo y están siendo usados por numerosos países para la preparación de sus estrategias energéticas y de cambio climático. De hecho, una versión modificada del modelo TIMES-Spain desarrollado por CIEMAT, el modelo TIMES-Sinergia, es el que utiliza actualmente el MITECO para la realización del PNIEC. De igual forma, desde TECNALIA se está avanzando en modelos de simulación/optimización basados en metodologías como son **LEAP y NEMO**, abriendo la puerta a complementariedades en ámbitos como la descarbonización industrial o el diseño de políticas y planes a nivel sub-nacional alineados con PNIEC (País Vasco, Extremadura, Gipuzkoa, Asturias, entre otros).

Los **modelos Input Output** y en especial los modelos input-output multirregionales (multi-regional input-output models, MRIO) son una herramienta muy útil para analizar la sostenibilidad en sentido amplio de las actividades productivas, incluyendo la energía, teniendo en cuenta dimensiones de las tres esferas de la sostenibilidad: económica, social y medioambiental, en lo que se ha venido a llamar modelos input-output extendidos. El análisis input-output (AIO) es una herramienta única para representar de forma completa los flujos e interrelaciones de sectores y países que forman la compleja red de las cadenas globales de la producción a nivel mundial. Por este motivo, el AIO es considerado como el más apropiado para el cálculo de emisiones basadas en el consumo o huellas de carbono, ámbito éste en el que los modelos MRIO se han convertido en la norma de cálculo. La visión sistémica del AIO es fundamental en relación con el cambio climático para evaluar estrategias de mitigación de carácter intersectorial frente a otras más centradas en sectores específicos o tecnologías individuales, junto con la identificación de los co-beneficios o efectos colaterales adversos, sinergias y tradeoffs, que puedan producirse. Además, el carácter flexible del AIO permite combinarlo con otros modelos, como se comenta a continuación.

Además de los modelos input-output, cabe destacar el uso de **modelos de equilibrio general computable** (CGE, en terminología inglesa), así como la construcción, análisis y frecuente integración en dichos modelos de la extensión de las tablas input-output a **matrices de contabilidad social** (MCS o SAM) para la economía española. El enfoque adoptado por algunos de los grupos de la red ha sido la desagregación específica de la industria eléctrica en las empresas de generación, transmisión, distribución, comercialización y actividades relacionadas. El marco multisectorial también permite la desagregación de la generación de electricidad por tecnologías de producción (eólica, nuclear, térmica convencional, hidroeléctrica, solar y otras tecnologías). Los modelos CGE, en los que se especializa, entre otros, el grupo de la Universidad Pública de Navarra y en parte el grupo CREDENAT de la Universidad

de Zaragoza, son capaces de evaluar endógenamente las interacciones entre los distintos mercados de bienes y factores que existen en una economía. Permiten la simulación de cambios en las decisiones de política económica, de uso de la tecnología y de comportamiento de la demanda, así como representar en detalle la relación entre las tecnologías utilizadas y las fuentes energéticas requeridas, o la cuantificación del volumen de emisiones contaminantes o de gases de efecto invernadero. Su papel como modelos de simulación es bastante habitual en el ámbito energético y medioambiental. Presentan una aproximación que permite detectar cómo un cambio en un sector o en un agente concreto de un país, u otra área geográfica, puede afectar al conjunto de la economía representada. Los modelos evalúan endógenamente los cambios en precios y cantidades, y pueden estar sujetos a restricciones de carácter tecnológico y de dotación de factores de la economía. En sus aplicaciones enfocadas al modelo energético, el uso de tablas desagregadas en los sectores eléctricos, pueden significar avances importantes en la modelización, que desde la red se buscaría explorar. En la actualidad (en los que hemos y estamos presenciando inversiones en renovables fuertes en el marco de la transición, crisis relacionadas con la guerra Rusia-Ucrania y el encarecimiento del gas, efectos en las cadenas globales, etc.), los retos de la modelización resultan fundamentales.

Los **modelos dinámico-económico neo-keynesianos**, en los que son expertos el grupo del BC3, representan un híbrido entre los modelos anteriores (Input Output económico y CGE). Se trata de modelos con elevado detalle en términos de sectores, productos y hogares que permiten analizar los impactos económicos de diferentes escenarios y políticas en variables como el empleo, PIB, balanza comercial o la distribución de renta. Un ejemplo de este modelo es el modelo DENIO (Modelo Dinámico Económico Neo-keynesiano Input-Output para España) desarrollado por el BC3 a partir del modelo FIDELIO (Fully Interregional Dynamic Econometric Long-term Input-Output Model) de la Comisión Europea. DENIO se caracteriza por una detallada descripción de la economía española en términos de sectores productivos (74 ramas de actividad y 88 productos), hogares (22.000 hogares representativos de la población España), categorías de consumo (16), y sistema energético (25 tipos de fuentes de energía y 13 ramas de actividad en el sector energético). El modelo también recoge de forma detallada las cuentas del sector público. DENIO ha sido utilizado para la evaluación del impacto económico de los diversos PNIEC 2030 elaborado por el MITERD.

Los **modelos de análisis frontera** para el análisis de la eficiencia y productividad son metodologías que permiten la estimación de distintas dimensiones relacionadas con la eficiencia productiva (y en general con diversas medidas de desempeño o performance), así como la identificación de sus fuentes y determinantes. Estas metodologías se agrupan fundamentalmente en dos familias genéricas: el análisis de fronteras estocásticas y el **Data Envelopment Analysis (DEA)**. El objetivo es la estimación de una frontera de producción (o de costes) a partir de las mejores prácticas observadas. Esa frontera sirve como referencia para el resto de las unidades que se analizan, de tal forma que la medida de la *performance* de una unidad (una empresa, una región, un país) viene definida por su distancia a esa frontera. Estas metodologías resultan especialmente útiles para la estimación de la (in)eficiencia energética y medioambiental, permitiendo cuantificar las posibilidades de mejora en la utilización de los recursos y la reducción de emisiones. Desde la UAS de IMDEA Energía se aporta conocimiento al respecto, incluyendo enfoques combinados con análisis del ciclo de vida.

Los modelos basados en **Dinámica de Sistemas** son una alternativa a los modelos económicos de equilibrio general en los que las relaciones de realimentación, los retardos y otras posibles funciones no lineales permiten ofrecer una visión dinámica, integrada y comprensible de sistemas complejos. El grupo GEEDS-UVa ha utilizado estos modelos integrando en ellos otros métodos de análisis como las matrices input-output. En el origen de estos modelos de dinámica de sistemas se encuentra el modelo World3 desarrollado por iniciativa del Club de Roma y que dio lugar a la publicación del libro “Los límites el crecimiento”. El grupo GEEDS-UVa ha utilizado esta metodología en los proyectos europeos MEDEAS y LOCOMOTION, dando lugar al modelo de evaluación integrada WILLIAM. Este IAM abierto con licencia MIT y actualmente se está mejorando y/o aplicando en los proyectos europeos IamCompact, HYDRA, Nevermore, Pantheon y RethinkAction.

Los **modelos de simulación del sector eléctrico y del transporte** son el área de especialización del grupo de la Universidad Pontificia de Comillas en Madrid. Los primeros son también muy relevantes para evaluar las consecuencias de la transición, ya que dicho sector es uno de los más afectados, y, además, su representación es compleja desde el punto de vista técnico. Existen distintas escalas de modelado, que contemplan desde los modelos de planificación de largo plazo, que permiten analizar decisiones de inversión; los modelos de coordinación hidrotérmica, generalmente multianuales, necesarios para determinar la gestión óptima de las reservas hidráulicas; o los modelos de operación o despacho, que representan generalmente con gran nivel de detalle técnico la operación del sistema. La creciente entrada de las energías renovables variables en la generación eléctrica ha supuesto un reto adicional para este tipo de

modelos, al requerir una representación más detallada de las restricciones técnicas de operación, así como de la variabilidad de la producción renovable. También son particularmente útiles en este contexto los modelos de simulación del transporte, en particular del transporte por carretera. Modelos como TREMOVE o TRENEN son referencia habitual en los análisis de la transición energética a nivel europeo. Tanto a escala regional, como a nivel urbano, estos modelos permiten representar la evolución de la oferta y la demanda de movilidad, y sus consecuencias económicas, energéticas o ambientales. En este ámbito el reto fundamental es la introducción en estos modelos de nuevos modos de transporte, en particular el car-sharing o el car-pooling, y eventualmente, la utilización de vehículos autónomos.

Así, la variada naturaleza de los miembros de la red, su alto impacto científico internacional y su involucración en el desarrollo de metodologías de análisis y modelado relacionados con la transición energética, hacen que la Red MENTES sea un grupo de trabajo de alto valor estratégico.

ACCIONES DE LA RED ESTRATÉGICA

Durante los próximos años (2025-2026), la red MENTES persigue realizar las siguientes actividades.

Acciones para promover la comunicación entre los diferentes grupos de investigación

- Reuniones de la Red estratégica

Acciones para impulsar las actividades de I+D+i y contribuir al avance del conocimiento estratégico

- Organización de la Jornada Anual de Modelado Energético
- Jornada técnica sobre aspectos estratégicos relevantes en planificación energética

Acciones para impulsar la creación de capacidades en Modelización Energética

- Estancias breves de miembros del grupo y prácticas breves de investigadores en centros de la red
- Organización de sesión/curso sobre modelización energética

Acciones para reforzar la presencia nacional e internacional de la Red

- Mantenimiento de una página web y perfiles de redes sociales específicas de la red para dar difusión a las actividades de la red
- Difusión de los trabajos de miembros de la red en eventos temáticos relevantes (workshops, jornadas técnicas, reuniones con el ministerio o consejerías...)
- Presentación de la Red Estratégica en Congresos y workshops. Entre otros:
 - JP E3s (Energy, Environmental and Social Impacts) de EERA (European Energy Research Alliance)
 - COE-ETM (Centre of Excellence – Energy Transition Modelling) de EERA
 - EU Sustainable Energy Week en Bruselas o similar
 - Presentación en los workshops académicos de Economics for Energy que se organizan anualmente en colaboración con la Asociación Española para la Economía Energética (AEEE)
- Presentación de la red estratégica en el Congreso Anual de la AEEE
- Organización de sesiones específicas en congresos internacionales sobre modelización energética
 - Organización de una sesión en el Congreso Anual de la AEEE
- Coorganización del Congreso anual de la AEEE 2025

Planificación de actividades conjuntas futuras

- Participación entre miembros de la red de propuestas conjuntas de proyectos de investigación estatales, Horizonte Europa u otras iniciativas internacionales.
- Edición conjunta de una publicación (e.g. policy brief, white paper) sobre modelización energética en revistas científicas especializadas.

Transmisión a la sociedad de los resultados

- Publicación de resultados de investigación en publicaciones divulgativas.

- Difusión de resultados a través de perfiles de redes sociales específicos de la red.
- Elaboración de informe de resultados de la red que se presentará públicamente.
- Realización de talleres sobre energía y cambio climático, con dinámicas participativas.

En este sentido, la Red MENTES se presentó en su nuevo formato en el pasado [XX Congreso Anual de la AEEE](#) celebrado en Bilbao del 2 al 4 de junio de 2025.



Figura 1. Fotografías de la Sesión de la Red MENTES del 2 de Junio de 2025. Arriba-izda y dcha: Diego García-Gusano introduciendo la sesión; abajo-izda: conferencia invitada de David Parra (CIIAE); abajo-dcha: representantes de la red durante el proceso de reflexión estratégica conjunta.

En la Sesión de la Red MENTES del 2 de junio de 2025, que se llevó a cabo como *side event* previo a la celebración del XX Congreso de la AEEE en Bilbao, se llevó a cabo una reflexión conjunta entre los miembros de la red sobre necesidades de modelado identificadas en España para dar respuesta a los decisores políticos en materia de descarbonización. Asimismo, se avanzó una conferencia magistral titulada “*Modelización de sistemas energéticos a varias escalas relevantes para descarbonizar la industria*” impartida por el Dr David Parra, responsable del departamento de Power-to-X e Hidrógeno de CIIAE.

Los avances de la red estratégica, así como cualquier otra información relevante serán debidamente avanzados en la web redment.es



Figura 2. Captura de pantalla del inicio de la web de la Red MENTES.

AGRADECIMIENTOS

Los miembros de la Red MENTES quieren agradecer a la Agencia Estatal de Investigación (AEI), al Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades, así como al programa REDES 2024 (RED2024-153580-E).

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE BAJA TENSIÓN: INTEGRACIÓN MASIVA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y MOVILIDAD ELÉCTRICA, MANTENIENDO LA SEGUIRIDAD, FIABILIDAD Y CAPACIDAD DE LA RED.

Iñaki Apellaniz, Dirección técnica, Ormazabal

Miren de la Cruz, Dirección técnica, Ormazabal

Ane Martinez, Data analytics, Ormazabal

Resumen: La transición energética exige una evolución profunda en la red de baja tensión para integrar de manera eficiente la generación distribuida, las estaciones de carga de vehículo eléctrico y los nuevos agentes de la red. Esta evolución se debe orientar hacia inversiones que prioricen la funcionalidad y la optimización de infraestructuras existentes, con el objetivo de construir una red más sostenible. La red de BT del futuro debe incorporar atributos clave como la digitalización, la automatización y la ciberseguridad, garantizando así un funcionamiento eficiente, seguro y fiable. En este contexto, la actual evolución de la automatización, así como la incorporación del control activo de tensiones de la red de BT han mostrado ser herramientas indispensables para la gestión y optimización de la red por parte de los operadores de la red de distribución. Para validar esta evolución, se han llevado a cabo una serie de experiencias piloto muy exitosas, que han permitido identificar y validar casos de uso concretos tanto para la operación remota de la red de BT como para garantizar la estabilidad de tensiones dentro de los márgenes normativos, maximizando la capacidad de la red existente.

Palabras clave: Baja Tensión, Automatización, Vehículo eléctrico, DER, Transformador OLTC, Regulación tensión, Control remoto, analítica de datos.

INTRODUCCIÓN

En el contexto actual de transición energética, el control de la red de distribución de baja tensión (BT) está llamado a desempeñar un papel estratégico en la integración eficiente de los principales agentes del cambio, como la movilidad eléctrica y la generación distribuida (DER). En este contexto, la automatización de la red de BT, junto con la regulación activa de la tensión frente a desequilibrios —tanto trifásicos a nivel de centro de transformación como monofásicos a nivel de línea—, se consolidan como herramientas clave para que los operadores del sistema de distribución (DSO) optimicen la gestión de sus redes. Estas soluciones permiten maximizar el aprovechamiento de las infraestructuras existentes, al tiempo que mejoran la eficiencia operativa, la fiabilidad y la capacidad de adaptación del sistema eléctrico ante el creciente proceso de electrificación de la demanda energética [1].

La evolución del cuadro de BT automatizado ha permitido abordar de manera más eficaz problemáticas comunes en las redes de baja tensión, tales como los tiempos prolongados de restablecimiento del servicio y la existencia de líneas con zonas no protegidas. Para enfrentar estos desafíos, se han incorporado funcionalidades avanzadas en los dispositivos electrónicos inteligentes (IED), las cuales, junto con el desarrollo de protecciones adaptadas a diversas topologías de red, han facilitado su implementación en múltiples casos de uso:

- **Operación remota en condiciones extremas**, como centros de transformación con carga o temperaturas elevadas, donde la automatización permite reducir el número de intervenciones locales, mejorar la calidad del suministro y aumentar la capacidad de integración de nuevas cargas en BT.
- **Interconexión de centros de transformación**, mediante líneas de BT acopladas entre sí, con funciones de protección específicas para un acople seguro que garantizan la continuidad del suministro sin necesidad de recurrir a grupos generadores ante la pérdida de suministro.
- **Incremento de la distancia protegida de las líneas de BT**, superando las limitaciones de los cuadros tradicionales con fusibles, al permitir una mayor capacidad de línea con una mayor distancia protegida.

A su vez, el control activo de la tensión en la red de BT frente a los desequilibrios de tensiones provocados por el incremento del autoconsumo o de cargas monofásicas, puede verse comprometido por la aparición simultánea de fenómenos que dificultan su regulación desde un único punto de control, como puede ser el centro de transformación (CT). Los consumos monofásicos en una red desequilibrada pueden generar desequilibrios significativos entre fases,

provocando circulación de corriente por el conductor neutro y dando lugar a sobretensiones y subtensiones localizadas entre fases de una misma línea. La incorporación de dispositivos capaces de ajustar el nivel de tensión en puntos específicos de la red como los equilibradores de tensión, como complemento a la regulación en el propio centro de transformación realizada con transformadores de regulación en carga, proporcionan una solución eficaz para mantener los valores de tensión dentro de los márgenes normativos establecidos. Para mitigar estos efectos, se plantean soluciones activas [2] que, mediante electrónica de potencia, permiten regular la tensión a lo largo de la línea de BT.

En los capítulos siguientes se abordará, en primer lugar, la automatización de la red de baja tensión (BT) mediante la presentación de experiencias reales que han dado lugar a la instalación de más de 200 líneas telecontroladas, lo que ha permitido una mayor visibilidad y capacidad operativa sobre la red. A continuación, se completará el análisis con la evaluación de soluciones complementarias, como el transformador con regulación en carga y los equilibradores activos de tensión, aplicados a líneas de BT para preservar su capacidad operativa. Se presentarán simulaciones y resultados experimentales que validan la eficacia y complementariedad de estos dispositivos, en función de la naturaleza y localización del desequilibrio en la red. Estas soluciones se basan en estrategias activas de control que han demostrado ser altamente efectivas para mejorar el equilibrio de tensiones. Los resultados obtenidos evidencian mejoras significativas en la calidad del suministro eléctrico, una notable reducción de los costes operativos y un incremento en la capacidad de integración de nuevos usuarios, todo ello sin comprometer la seguridad ni la estabilidad de la red de BT.

CASOS DE USO DE LA AUTOMATIZACIÓN DE BT

En el siguiente apartado se presentan casos reales que evidencian cómo la automatización de la red de BT contribuye a una gestión más eficiente de la red, facilita la integración de la movilidad eléctrica y la generación distribuida (DER), y permite optimizar el uso de las infraestructuras existentes.

Operación remota de salidas de Baja Tensión

La operación remota de la red de BT en aquellos puntos bajo condiciones extremas como son sobrecargas o temperaturas elevadas en los centros de transformación, permite mejorar significativamente la calidad del suministro y reducir de forma sustancial los costes operativos, al minimizar desplazamientos in situ y aumentar la resiliencia de los activos [3]. Este es el caso de la experimentación llevada a cabo en 6 centros de transformación en condiciones de sobrecarga, en los que tras 3 años de experimentación se puede decir que se han evitado más de 100 intervenciones, con una operación remota cada 6,4 días, una apertura por cortocircuito y 171 sobrecargas.

LV Remote operation project summary	
Nº power substations	6
Nº automated LV board	10 (64 automated LV lines)
Accumulated time in service	1227 days
Operations from remote control	
Nº of closings operations	215
Nº of opening operations	43
Nº of overcurrent trips	171
Nº of short-circuit trips	1 (single phase)
Remote operations instead of local intervention	
Total number of local interventions avoided	> 100
Average by LV automated board	1 remote operation every 6.4 days



Tabla 1. Operación remota de BT y resultados obtenidos.

Interconexión entre Centros de Transformación

La interconexión entre líneas de BT provenientes de diferentes centros de transformación permite alimentar la red desde un transformador alternativo sin interrupción del servicio, y evitar al mismo tiempo la retroalimentación del transformador desde el lado de baja tensión. Este tipo de configuración resulta especialmente útil en situaciones de mantenimiento, fallo o reconfiguración en tiempo real de la red de BT, ya que permite transferir la carga a otra subestación de forma automática y segura desde el propio SCADA de la compañía. Para ello, se implementan funciones avanzadas de protección y enclavamiento en los dispositivos electrónicos inteligentes (IED), que aseguran que la conmutación entre alimentadores se realice sin riesgo de energización inversa, lo cual podría comprometer la seguridad de los equipos y del personal operativo.

Además, esta capacidad de reconfiguración en tiempo real mejora la continuidad del suministro (reduciendo indicadores como SAIDI y SAIFI), elimina la necesidad de grupos electrógenos temporales y aumenta la resiliencia de la red ante eventos imprevistos. La experimentación consiste en la instalación de 10 cuadros de BT automatizados, integrados en el SCADA de la compañía eléctrica con un acumulado de más de 1500 días en servicio.

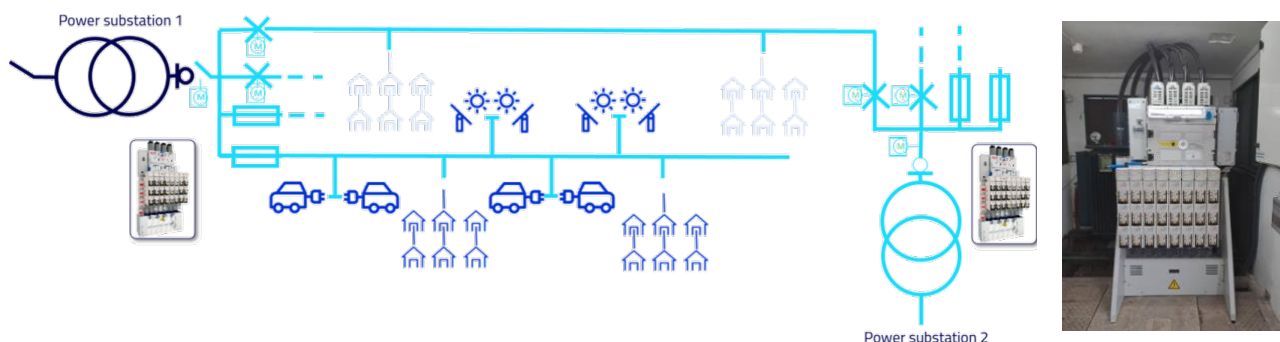


Figura 2. Red de Baja Tensión con interconexión entre Centros de Transformación

Incremento de la distancia protegida de las líneas de BT

Tradicionalmente, la protección de líneas de baja tensión se ha basado en fusibles, cuya capacidad de protección está limitada por la corriente de cortocircuito y la longitud de la línea. La incorporación de interruptores automáticos gestionados por IED permite definir curvas de disparo independientes para sobrecarga y cortocircuito, adaptadas a las características térmicas y eléctricas de cada línea (por ejemplo, CB con $I > 160$ A protege hasta 429 m, frente a un fusible con $I > 250$ A que solo protege 247 m). Esto no solo amplía la longitud protegida, sino que también permite mantener la capacidad del cable, evitando la necesidad de reducir el calibre del fusible y, por tanto, la capacidad de la línea.

Esta estrategia mejora la resiliencia de la red, facilita la integración de nuevas cargas, y reduce el riesgo de fallos no detectados en tramos alejados del punto de protección. Por tanto, la instalación de un cuadro de BT automatizado también ha demostrado ser una herramienta para ampliar la zona protegida de la línea de BT, en comparación con un cuadro de BT tradicional protegido por fusibles.

Maximum Cable Length Protected in Meters Against Short Circuits and Overloads for Underground Ducts acc to MT 2.51.01 i-DE						
Icc I max (A) →	580	715	950	1250	1650	2200
Fuse "gG" type (A) →	100	125	160	200	250	315
4 x 50 Al	192	156	117	89	67	51
3 x 95 + 1 x 50 Al	255	207	156	118	90	67
3 x 150 + 1 x 95 Al	458	371	280	212	161	121
3 x 240 + 1 x 150 Al	702	570	429	320	247	185



Figura 3. Aumento de la distancia protegida de líneas de BT gracias a la automatización.

CASOS DE USO DE LA REGULACIÓN ACTIVA DE TENSIONES

Contar con dispositivos que permitan regular la tensión en puntos específicos de la red eléctrica proporciona herramientas efectivas para asegurar que toda la red de se mantenga dentro de los márgenes establecidos por la normativa española [4], que exige un rango de $\pm 7\%$. En el siguiente apartado se presentan de nuevo casos reales que demuestran su complementariedad en mantener la tensión en los valores normativos, maximizando la capacidad de la red [5].

Regulación de tensión desde el centro de transformación

En el marco de un estudio realizado en un entorno operativo, se ha analizado la eficacia de los transformadores de regulación de tomas en carga (OLTC) para regular la tensión desde el centro de transformación. El objetivo era garantizar que la tensión suministrada a los clientes se mantuviera dentro del rango permitido de 230 V $\pm 7\%$, incluso en escenarios con variabilidad significativa en la carga o en la generación distribuida. El análisis ha comparado tres escenarios consecutivos:

- 1. Red sin ningún sistema de regulación activa.
- 2. Red con transformador de tomas en carga instalado, pero sin parametrización específica.
- 3. Red con transformador de tomas en carga parametrizado según el contexto de la red.

Los resultados muestran una mejora clara y cuantificable en el tiempo anual en el que los clientes están fueradel rangonormativo, me

Escenario	Tiempo en evento (días/año)
Sin transformador de tomas en carga	117,8 días
Con OLTC sin parametrizar	60,2 días
Con OLTC parametrizado	1,9 días

Tabla 4: Evolución del tiempo fuera de rango según el nivel de implementación y ajuste del OLTC

Esta reducción progresiva – hasta 95% menos de tiempo fuera de rango – confirma que la clave no solo está en incorporar tecnología avanzada, sino también en ajustarla correctamente a la tipología de red, los perfiles de carga y los objetivos del operador. La correcta parametrización del OLTC permite aprovechar todo el margen de maniobra del transformador, manteniendo la tensión en un rango más estrecho y estable a nivel de centro de transformación.

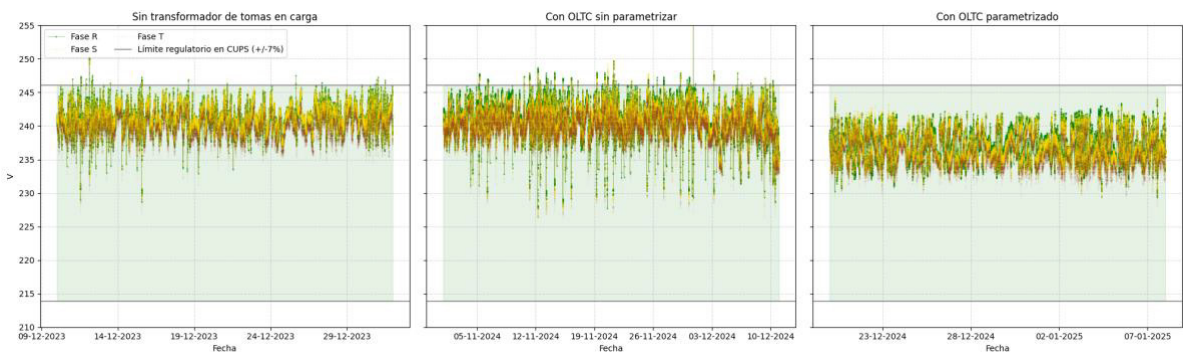


Figura 5: Evolución de la tensión en la salida del transformador según el nivel de implementación y ajuste del OLTC

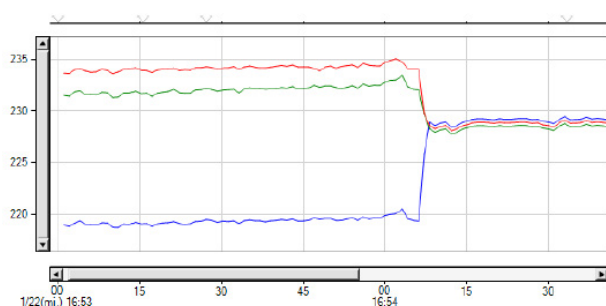
Gracias a esta estrategia, se mejora significativamente la calidad del suministro eléctrico, se incrementa la capacidad de integración de nuevos consumos, y se asegura el cumplimiento normativo, habilitando una red más resiliente, eficiente y adaptada a los nuevos retos de la transición energética.

Regulación de tensión a nivel de línea

La creciente integración de recursos energéticos distribuidos (DER), vehículos eléctricos (EVs) y bombas de calor en las redes de baja tensión está generando nuevos desafíos en la estabilidad y calidad del suministro eléctrico. Estos sistemas, mayoritariamente monofásicos y conectados sin requisitos estrictos de autorización, provocan desequilibrios de tensión y desplazamientos del neutro que afectan negativamente a la capacidad de la red.

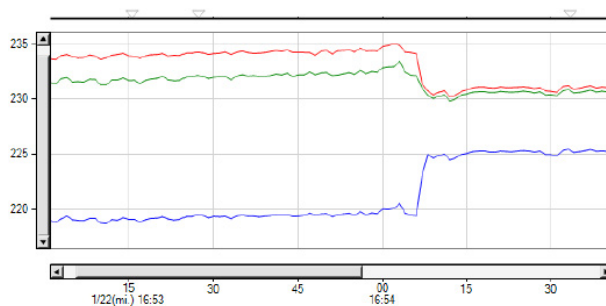
Ante la limitada eficacia de las estrategias de control tradicionales, se hace necesario adoptar soluciones innovadoras basadas en electrónica de potencia. En este contexto, el presente estudio analiza el impacto de los equilibradores de red como estrategia activa de control, validando su eficacia mediante simulaciones y pruebas reales en la infraestructura de investigación UDEX (red eléctrica experimental diseñada como plataforma para investigar, desarrollar y verificar equipos y sistemas en un entorno sin riesgos, ubicada en Boroa, Bizkaia).

Durante esta fase experimental se certificaron los resultados obtenidos en simulaciones mediante la instalación de un equilibrador en una red de baja tensión. En el escenario más representativo, se conectó toda la carga a una única fase, generando un fuerte desequilibrio de tensiones. Al activar el equilibrador, se observó una mejora significativa en el equilibrio de las tensiones: la diferencia entre las tensiones de fase pasó de 14,9 V a tan solo 0,3 V en el punto de conexión del dispositivo.



DSTATCOM	OFF	ON
— U1 rms AVG	234,3 V	228,9 V
— U2 rms AVG	232,2 V	228,5 V
— U3 rms AVG	219,4 V	229,2 V

Figura 6: Efecto del DSTATCOM en el punto de conexión



DSTATCOM	OFF	ON
— U1 rms AVG	234,1 V	231,1 V
— U2 rms AVG	232,0 V	230,7 V
— U3 rms AVG	219,4 V	225,3 V

Figura 7: Efecto del DSTATCOM en punto de conexión de la carga

Además, se midieron los efectos aguas arriba del punto de conexión, demostrando que el impacto positivo del equilibrador se extiende a lo largo de toda la línea de distribución. En el punto de conexión de la carga, la diferencia de tensiones entre fases se redujo de 14,7 V a 4,8 V tras la activación del dispositivo. Esta capacidad de equilibrar tensiones no solo mejora la calidad del suministro eléctrico, sino que también reduce las corrientes en el conductor neutro, disminuyendo así las pérdidas técnicas del sistema en más de un 50%. Estos resultados confirman que el uso de equilibradores basados en tecnología de electrónica de potencia y conectados en paralelo a la red, ofrecen múltiples ventajas en términos de equilibrio de tensiones y corrientes en redes de baja tensión.

CONCLUSIONES

Este artículo ha presentado experiencias reales que respaldan la eficacia de las estrategias de gestión activa en la red de baja tensión (BT).

La automatización de la red de BT contribuye significativamente a resolver problemas habituales como la reducción del número de intervenciones locales, especialmente en condiciones climáticas extremas. Además, facilita una planificación y gestión remota más eficiente de la red, lo cual resulta especialmente ventajoso en redes malladas. Asimismo, permite ampliar la longitud de línea protegida, maximizando la capacidad de la línea.

La regulación activa de tensiones de BT dentro de los márgenes normativos, tanto a nivel del centro de transformación como de línea de BT, permite maximizar la capacidad de la red de BT. Esta estrategia no solo reduce las pérdidas técnicas, sino que además se presenta como una solución escalable, que no requiere reconfigurar las protecciones existentes lo que facilita su implementación.

Ambas estrategias permiten optimizar el uso de las infraestructuras de red existentes, contribuyendo a una gestión más eficiente de la red y facilitando la integración de las estaciones de carga, la generación distribuida y en definitiva la electrificación del sistema energético.

REFERENCIAS

- [1] M. de la Cruz, I. Apellaniz, J. A. Sanchez, R. Martinez, K. Zuazo, J. Cormenzana, J. J. Carmona; “Success in real use-cases of LV network automation to accomplish the integration of e-mobility and DER”, CIRED International Conference on Electricity Distribution, Geneva 06-2025.
- [2] I. Orue, S.Gutierrez, M. de la Cruz, J. Aguirre, J. A. Sanchez “Advancing Low Voltage resilience: Innovations in hosting capacity testing”, CIRED 2024 Workshop, Vienna 06-2024
- [3] I. Apellaniz, J.J. Carmona, J. Cormenzana, M. de la Cruz, R. Martinez, K. Zuazo; “Innovative distribution automation for low voltage networks to accomplish the new challenges arising from the energy transition” Paper no 10713 CIRED 27th International Conference on Electricity Distribution, Rome 06-2023.
- [4] J. Aguirre, M. Álvarez, I. Apellaniz, M. Sanz; “Secondary substation control architecture focusing on OLTC based transformer integration”, CIRED 26th International Conference on Electricity Distribution, Geneva 06- 2021.
- [5] J. Aguirre, M. de la Cruz, S.Gutierrez, I. Orue, J. A. Sanchez1 “Advancing Low Voltage resilience: Innovations in hosting capacity testing”, CIRED 2024 Workshop, Vienna 06-2024.

LEVERAGING TRANSIENT ANALYSIS FOR DISTRIBUTED BLACK START AND ISLANDING CONTROL IN DRZ ARCHITECTURES

Enda Mimnagh, ANM Product Owner, ZIV Automation UK Ltd

Steve Ingram, ANM Software Development Lead, ZIV Automation UK Ltd

Galder Vizcaya, Director de Producto BT, ZIV Aplicaciones y Tecnología, S.L.U.

Resumen: A medida que el sistema energético del Reino Unido avanza hacia una generación de energía descentralizada y baja en carbono, se necesitan nuevas capacidades para garantizar la resiliencia en casos de un apagón total o parcial. Las estrategias tradicionales de arranque en negro, que dependen de generación síncrona a larga escala, son cada vez más inadecuadas en un panorama dominado por fuentes de energía distribuida (DERs). La iniciativa de la Zona de Reinicio Distribuida (Distributed ReStart Zone, DRZ) explora un enfoque innovador que aprovecha las DERs y la automatización avanzada para restaurar la energía eléctrica de manera modular y distribuida. Este informe técnico presenta el rol del análisis transitorio para habilitar esta funcionalidad, especialmente en asegurar secuencias de energización seguras, gestionar las cargas de bloque y optimizar la toma de decisiones del operador. La estrategia facilita una implementación flexible, reduce los gastos de ingeniería y aumenta la resiliencia del sistema.

Palabras clave: Transient Analysis, Black Start, Distributed Energy Resources (DER).

INTRODUCTION

The increasing penetration of DERs—including solar PV, battery energy storage, and wind—has transformed the operational dynamics of the UK electricity system. With fewer large plants online, the system's ability to self-recover after major disturbances is under pressure. The Distributed ReStart (DRZ) project [1], led by National Grid ESO and supported by ZIV and others, addresses this challenge by designing a control system that can coordinate DERs to restore power and create islanded segments of the grid. A cornerstone of this design is transient analysis—a technique that evaluates system behaviour immediately after switching events, allowing for safer and faster restoration.

CHALLENGES WITH TRADITIONAL BLACK START APPROACHES

Conventional black start approaches depend on a few large generating units with black start capabilities. However, these units are often being retired or converted to non-synchronous technologies. This leaves a gap in the system's restoration capabilities. Moreover, the complexity of coordinating large-scale energisation across transmission and distribution levels presents additional risks. A more decentralised approach—one that can work from the distribution level upwards—is needed.

THE ROLE OF TRANSIENT ANALYSIS

Transient Analysis in the DRZ Control Framework

Transient analysis refers to the systematic simulation and assessment of how an electrical network responds in the immediate aftermath of switching events—such as the energisation of transformers, connection of Distributed Energy Resources (DERs), or the application of significant step changes in load. In the context of the Distributed ReStart (DRZ) control system, transient analysis serves a vital function by enabling the dynamic assessment of voltage and frequency behaviour during highly sensitive restoration procedures. Specifically, this analytical capability underpins the following core objectives:

- **Preventing system instability:** Ensuring that the application of block loads does not precipitate unacceptable voltage depressions or frequency deviations that could compromise the stability of the anchor generator or the wider microgrid.

- **Optimising energisation sequences:** Informing the order and configuration in which DERs, feeders, and transformers are brought online so as to avoid unacceptable transient interactions and maintain synchronism.
- **Supporting real-time strategy validation:** Enabling the DRZ controller to perform rapid validation of candidate restoration sequences using live or near-real-time network models, accounting for current system topology and resource availability.

By modelling the transient effects of energisation actions—including the magnitude of inrush currents, power and voltage swings, and the inertial response of generators—this capability allows the DRZ control system to calculate dynamic risk metrics (such as the Block Load Risk Factor, BLRF). Based on this evaluation, the controller can decide whether to proceed with a planned energisation, delay it, or reconfigure the energisation path entirely.

Over the course of the DRZ programme, transient analysis was employed as an integral part of the reenergisation process to ensure that DER stability was maintained on the islanded distribution system.

Bottom-Up Network Re-Energisation and DER Sequencing

In contrast to traditional top-down black start procedures—where energisation originates from the transmission grid—DRZ scenarios often require energisation to proceed from the distribution level upwards. This necessitates a highly controlled, stepwise re-energisation of the local network from a single grid-forming DER, gradually adding infrastructure and additional DERs without destabilising the system or overloading the anchor resource.

Transient analysis was integral to simulating these bottom-up restoration sequences. Specifically, it enabled:

- Evaluation of voltage and frequency behaviour during **transformer energisation**, including inrush current issues
- Assessment of DER **synchronisation and reconnection**, including the impact on anchor generator operating range
- Validation of **sequenced energisation paths**, ensuring that the microgrid could incrementally absorb additional DER and load while maintaining synchronism
- Quantification of **DER start-up transients**, to determine whether energisation steps exceeded anchor generator headroom or fault ride-through capabilities

This analysis supported the configuration of the DRZ controller's workflow scheduler and microgrid controller modules, enabling them to **dynamically select** energisation sequences based on live network state and transient stability limits. The resulting strategy ensured that each DER could be brought online only when system conditions allowed, thereby avoiding trip events that would otherwise risk collapse of the re-energising microgrid.

Figure 1 illustrates a sequenced energisation of an islanded network where two DERs are synchronised to the anchor generator. The MW setpoints of DER 1 and 2 are increased in response to demands being energised in order to ensure that the anchor generator remains within its stable operating range.

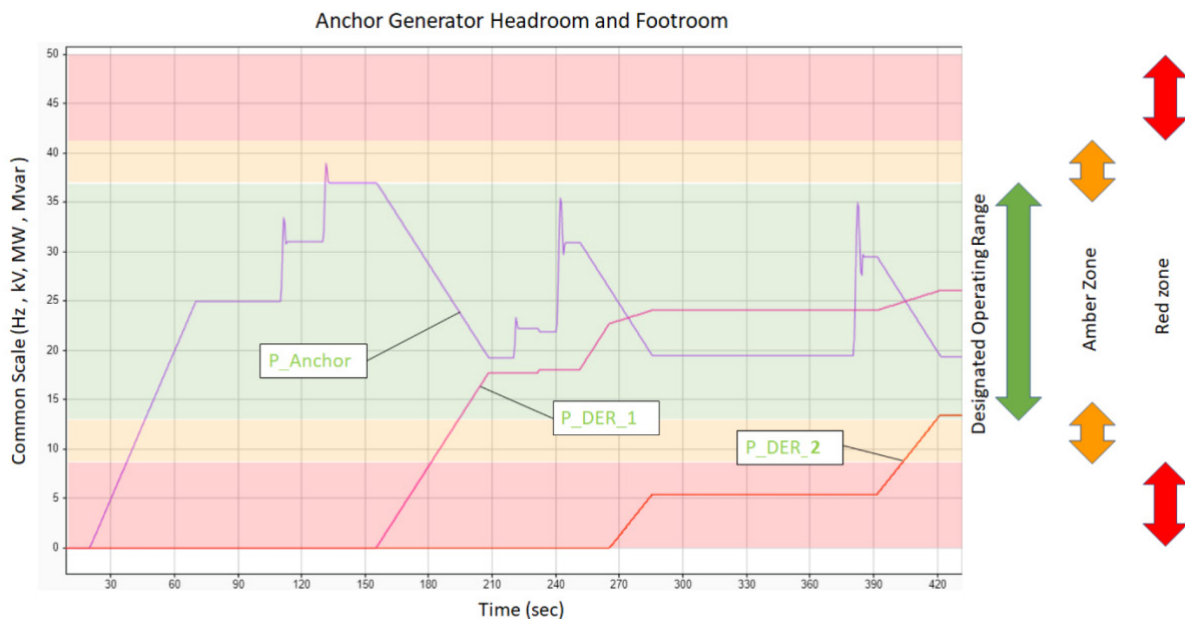


Figure 1. Energisation Sequencing

EVALUATION OF THE IMPACT OF DIFFERENT METHODS TO IMPROVED ANCHOR GENERATOR STABILITY

To reduce the destabilising effects of block loading on the anchor generator during black start operations, several control strategies and supporting technologies were tested using detailed transient simulations. Each was aimed at either enhancing the inertial response of the microgrid or limiting the transient impact of new loads. Transient analysis was central in evaluating how well each approach performed under dynamic, islanded network conditions.

Baseline Block Loading

The baseline scenario assessed how the anchor generator responds to block loads from 1 to 20 MVA without assistance. Simulations showed that beyond 10 MVA, frequency deviations exceeded 4% and voltage dropped more than 6%, pushing the system toward instability. This established a safe loading threshold for comparing improvements.

Synchro-Switching with Load Banks

A more refined strategy involved synchronised switching—removing a dummy resistive load at the same time a new load was added. This significantly improved frequency stability, reducing the dip to less than 0.5%. However, voltage improvements were modest due to inrush effects. The method proved effective for frequency control by balancing the net load.

Reactive Support from DERs

Next, AVR droop response was added to the DERs to supply reactive power during load steps. This approach slightly improved voltage performance and reduced frequency deviation to 2.5%. While helpful, reactive support alone was not enough to fully stabilise the system under heavy block loading.

Synthetic Inertia from DERs

In this evaluation, DERs were configured to deliver synthetic inertia—short bursts of active power in response to falling frequency. This smoothed the system's frequency response and extended the anchor's safe block load capacity from 10 to 15 MVA, clearly demonstrating the value of synthetic inertia for managing sudden load increases.

Dynamic Voltage Support with SVC/STATCOM

The deployment of dynamic reactive devices like SVCs or STATCOMs further improved performance. These systems significantly reduced both voltage and frequency transients, enabling the network to absorb block loads up to 20 MVA—doubling the baseline capacity and showing strong voltage stabilisation potential.

Battery Energy Storage Systems (BESS)

The most effective strategy involved batteries configured to respond to both voltage and frequency conditions. BESS support completely reversed the frequency dip, creating a slight rise of 1.2%, and brought voltage deviation down to 2.5%. These results demonstrated the unmatched speed and flexibility of batteries in supporting black start restoration.

Together, these simulations showed that combining inertia emulation, reactive support, and coordinated load management significantly improves microgrid stability during restoration. The DRZ controller can apply these strategies dynamically, responding in real time to evolving conditions, expanding the safe limits for block loading, and accelerating recovery across the system.

TRANSIENT ANALYSIS AS DECISION SUPPORT IN REALTIME FOR NETWORK RE-ENERGISATION

In a black start event, restoration begins by energising a minimal section of the distribution network using a grid-forming Anchor Generator, which establishes system voltage and frequency without transmission support. The Anchor is initially operated under house load conditions, powering only essential systems to ensure a stable starting point.

Once stabilised, the network is re-energised gradually. Loads and DERs are introduced alternately and incrementally to avoid exceeding the Anchor's dynamic headroom. A key challenge is bringing non-synchronous DERs—like solar, wind, and batteries—online, as they rely on an energised grid to synchronise against.

To manage this, the DRZ Controller employs a block load sequencing algorithm that determines the optimal order for energising feeders, transformers, and DERs. The algorithm aims to:

1. Prevent Anchor Generator trips due to excessive instantaneous load.
2. Maximise DER contribution early in the restoration process to support energy balance and inertia.

Figure 2 illustrates the DRZ Controller interface developed specifically to manage the sequencing of the black start operations. This allowed demand and DER energisations to be co-ordinated whilst reporting on the ability of the overall system to support additional capacity.

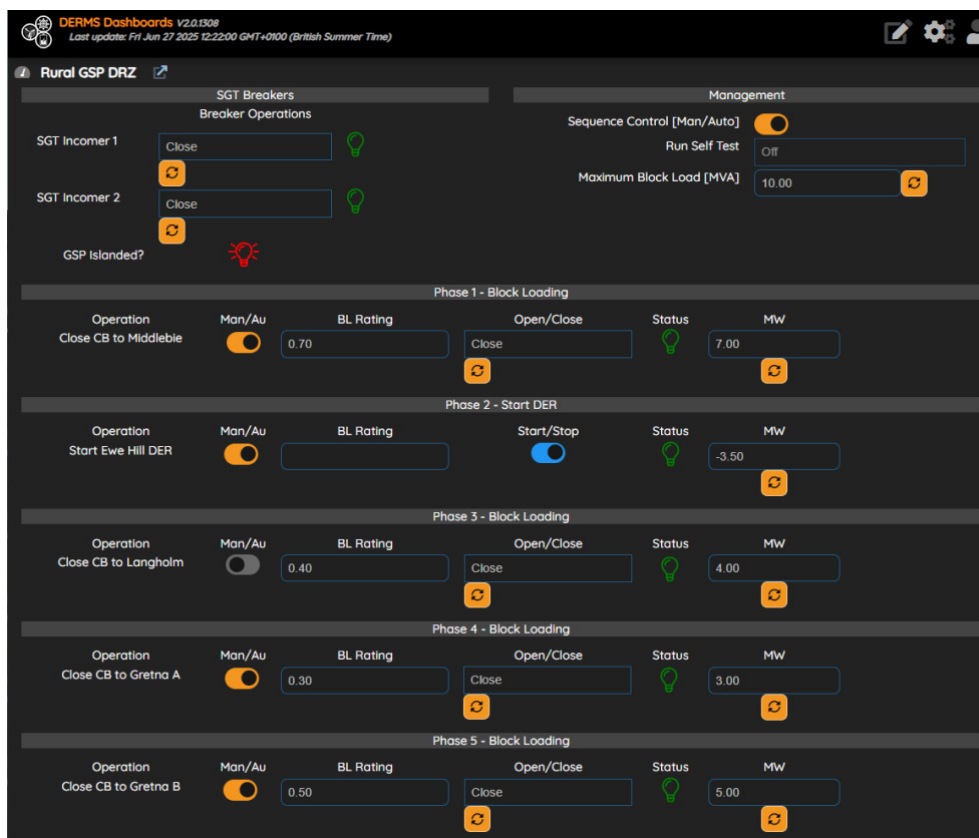


Figure 2. Block Loading and Dispatch Scheduler

Block Load Events and Transient Impacts

A block load event occurs when energising a network section connects a large demand in one step, potentially causing severe voltage and frequency dips. If these transients exceed the Anchor Generators capacity, the system may trip. Transient analysis is used to model and assess the impact of each energisation step to avoid this outcome.

Block Load Risk Factor (BLRF) and Sequencing

The DRZ system quantifies energisation risk using the Block Load Risk Factor (BLRF):

$$\text{BLRF} = \frac{\text{Block Load Impact (MVA)}}{\text{Anchor Generator Block Load Capacity (MVA)}}$$

Where:

- Block Load Impact is the estimated transient demand from energising a specific circuit breaker (CB).
- Anchor Capacity is the maximum load the Anchor can absorb without breaching voltage or frequency thresholds.

Step 1 – Anchor Capacity Determination:

Transient simulations apply increasing block loads to the Anchor until limits are exceeded (e.g., >4% frequency or >6% voltage deviation), establishing its safe load limit.

Step 2 – CB Load Characterisation:

Each CB is assessed using transient simulations to determine its impact on voltage and frequency, calculating its equivalent block load.

Step 3 – Risk Ranking:

CBs are ranked by BLRF, with the controller:

- Prioritising low-risk CBs to safely expand the microgrid,
- Delaying high-risk CBs until DERs can support additional load.

DER Integration and Strategy Alignment

As the microgrid grows, DERs are energised in a sequence that:

- Minimises load spikes on the Anchor,
- Enables contribution of active/reactive power or synthetic inertia,
- Expands system capacity for subsequent energisation.
- Attempts to operate the Anchor Generator at the mid-point of its upper and lower calculated capacity limits to increase system stability when responding to transient or energisation events

Real-time transient analysis and continuously updated network models enable the DRZ Controller to make safe, optimised energisation decisions. This underpins a robust, bottom-up black start strategy that enhances system resilience and supports decentralised restoration.

CONCLUSION AND RECOMMENDATIONS

The integration of transient analysis into the DRZ control framework marks a significant evolution in how black start and distributed restoration are executed. Simulations using real-world models, such as Chapelcross GSP, have shown that the DRZ system can dynamically adjust energisation sequences in real time, keeping voltage and frequency within safe limits under changing conditions.

Calculating block load risk using transient analysis—by assessing the impact of each energisation step on the Anchor Generator—is crucial. This approach prevents tripping events and enables the safe, staged expansion of the microgrid, allowing non-synchronous DERs to come online. The ability to generate and optimise energisation sequences based on live data enhances resilience and reduces reliance on static plans or operator judgment.

Key benefits include:

- Faster restoration with lower operational risk
- Increased DER participation
- Reduced engineering workload via automation
- Better decision support and network visibility
- Flexible deployment across varied infrastructure

The system supports automatic model updates and self-testing, allowing energisation logic to adapt with network conditions. As confidence builds, the system can shift from manual to semi- or fully-automated operations, easing the control room burden.

However, several challenges remain for live deployment:

- **Cold Load Pickup:** Inrush from de-energised loads must be anticipated to avoid tripping the Anchor.
- **DER Monitoring:** Real-time DER availability and behaviour data is essential for safe sequencing.
- **Communications:** Fast, reliable, and redundant communication links are vital for real-time control.
- **Manual Complexity:** Without automation, coordinating black start is too complex for operators alone.

Recommendations

- Deploy transient-enabled control at key substations
- Equip DERs with advanced control features (synthetic inertia, voltage support, remote dispatch)

- Invest in robust, low-latency communications infrastructure
- Implement decision support tools for automated or guided energisation

By adopting this architecture, stakeholders can strengthen black start readiness, support decarbonisation, and reduce restoration time across the grid.

REFERENCES

- [1] Requirements for a Distribution Restoration Zone (DRZ), NESO, <https://www.neso.energy/about/our-projects/distributed-restart/power-engineering-and-trials>
- [2] ZIV Twin Grid. [ZIV TwinGrid · A Real-Time Automation Platform](#)

HERRAMIENTAS PARA ANALIZAR LA ESTABILIDAD Y COORDINAR EL FUNCIONAMIENTO DE CONVERTIDORES ELECTRÓNICOS GRID-FORMING EN REDES ELÉCTRICAS

Javier Roldán-Pérez, Investigador titular, Unidad de Sistemas Eléctricos, Instituto IMDEA Energía
Juan Diego Ríos-Peñaloza, Investigador posdoctoral, Unidad de Sistemas Eléctricos, Instituto IMDEA Energía
Marco Avendaño-Caiza, Investigador predoctoral, Unidad de Sistemas Eléctricos, Instituto IMDEA Energía
Josué Andino-Bustamante, Investigador predoctoral, Unidad de Sistemas Eléctricos, Instituto IMDEA Energía
Anandkrishnan Koyaden-Veedu, Investigador predoctoral, Unidad de Sistemas Eléctricos, Instituto IMDEA Energía
Milan Prodanović, Investigador sénior, Unidad de Sistemas Eléctricos, Instituto IMDEA Energía

Resumen: En los últimos años, el nivel de integración de energías renovables en las redes eléctricas está creciendo de manera exponencial. Gran parte de estos nuevos recursos están conectados mediante convertidores electrónicos de potencia, los cuales tienen unos principios de operación diferentes a los de los generadores síncronos convencionales. Además, por la naturaleza de la fuente primaria (viento, sol, etc.), este tipo de generación suele estar mucho más dispersa. Por tanto, para lograr su integración efectiva, no es solo necesario garantizar el reemplazo de la potencia generada sino también disponer de las herramientas de análisis y control adecuadas. En esta comunicación se describen los desarrollos del proyecto “REDESFUERTES: Gestión coordinada y control de convertidores formadores en redes eléctricas de baja inercia”, de la convocatoria de Proyectos de Generación de Conocimiento, 2022. En este proyecto se busca dar un enfoque integral a los problemas de estabilidad de las redes eléctricas del futuro. Los desarrollos llevados a cabo se centran principalmente en dos aspectos. El primero es el desarrollo de herramientas de análisis de estabilidad adecuadas para redes dominadas por convertidores electrónicos, como el método de la impedancia. El segundo, es la gestión coordinada de recursos renovables, baterías y otras fuentes mediante el concepto dynamic virtual power plant (DVPP), con el fin de optimizar su integración en la red eléctrica. En ambos puntos, los esquemas de control *grid-forming* son pilares fundamentales. Los desarrollos llevados a cabo en este proyecto están siendo probados en simulación, en plataformas HIL, y finalmente implementados en un laboratorio.

Palabras clave: Integración de energías renovables, análisis de estabilidad, grid-forming, control coordinado.

INTRODUCCIÓN

Con los planes actuales de reducción de la generación convencional y la mayor presencia de energías renovables en la red eléctrica, existe urgencia por parte de gobiernos y operadores de red por garantizar la estabilidad de la red. Tradicionalmente, la estabilidad de la red ha dependido de un pequeño número de generadores de gran tamaño, gestionables (carbón, gas, nuclear, etc.), que además se conectan a la red utilizando un generador síncrono. Este paradigma de operación está cambiando radicalmente en los últimos años [1]. Las energías renovables, y en particular la generación solar y eólica, no pueden gestionar la potencia generada salvo que operen en modo *curtailment*. Además, este tipo de generación está mucho más dispersa en la red que la generación convencional. Para el caso de la generación eólica, se suele dar en zonas ventosas y los parques suelen ser de tamaño medio o grande. Para el caso de la solar, el tamaño de las instalaciones es muy variable (desde algunos kilovatios de autoconsumo hasta plantas de centenares de megavatios) y, además, tienen rampas abruptas de generación durante la salida y la puesta del sol.

El convertidor electrónico que se utiliza para conectar las fuentes renovables y las baterías a la red necesita un algoritmo de control, el cual regula la potencia activa y reactiva inyectada. Para este fin, es común utilizar algoritmos tipo *grid-following*, los cuales usan un sistema de sincronización con la tensión del punto de conexión. Además, internamente, utilizan controles de corriente para seguir las consignas de potencia activa y reactiva. Este tipo de control es sencillo de implementar y se puede suplementar con lazos de soporte de red (regulación primaria, inercia sintética y control de tensión). Sin embargo, sus propiedades de estabilidad se deterioran cuando el punto de conexión a red es débil [2]. Lamentablemente, las redes débiles son cada vez más comunes debido a la ausencia de generadores que ayuden a formar la red.

Una solución para mejorar la integración de energías renovables son los algoritmos *grid-forming* [1]. Con ellos, el convertidor se comporta como una fuente de tensión detrás de una impedancia, en lugar de una fuente de corriente. Esto mejora sustancialmente el soporte de red y ayuda a mejorar la estabilidad del sistema. Aunque los controles *grid-forming* no son la solución definitiva para todos los problemas de integración de energías renovables, aportan

beneficios importantes. Por ello, muchos países ya tienen códigos de red para regular esta tecnología. En el caso de la Unión Europea, actualmente se está desarrollando el RfG 2.0, el cual incluirá las especificaciones *grid-forming* [3]. Además de los métodos de control de los convertidores, otra problemática de la generación renovables es que suele instalarse de manera distribuida (donde está el recurso). Para mejorar la integración de toda esta generación dispersa, es beneficioso coordinar las acciones de todos los generadores con el fin de dar soporte a la red. El uso coordinado de los elementos de una red con el fin de dar soporte dinámico se suele conocer con el nombre *dynamic virtual power plant* (DVPP) [4]. Sin embargo, la coordinación de muchos elementos dispersos, que utilizan métodos de control diferentes, es un reto y requiere más esfuerzos de investigación.

Otro problema añadido a la integración masiva de generación basada en convertidores electrónicos son las interacciones generadas entre todos estos convertidores [5]. Al contrario que en las máquinas eléctricas rotativas, los convertidores tienen una velocidad de actuación muy rápida. Esto, aunque es beneficioso para controlar rápidamente las tensiones y las corrientes, suele dar lugar a interacciones y oscilaciones entre los propios convertidores, o entre los convertidores y otros elementos de la red (reguladores de tensión de las máquinas síncronas, tomas de los transformadores, etc.). Pronosticar este tipo de interacciones es muy complejo, debido a que se necesitan modelos detallados de todos los elementos de la red. Por tanto, analizar la operación de miles de convertidores a la vez resulta un problema intratable. Una solución novedosa para lidiar con estos escenarios es el uso del método de la impedancia, el cual está basado en técnicas de oscilación en base a mediciones, sin necesidad de modelos analíticos. Sin embargo, la aplicación práctica de este método es un reto en la actualidad, ya que requiere redefinir muchos conceptos y métodos utilizados para analizar la estabilidad de las redes eléctricas convencionales.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

En el proyecto REDESFUERTES se desarrollan herramientas avanzadas para analizar la estabilidad de redes dominadas por convertidores electrónicos de potencia. En particular, se realizan avances en el método de la impedancia, el cual es vital para entender y analizar los nuevos tipos de interacciones. También se aplican y desarrollan otras herramientas, como el análisis de bifurcación, las cuales pueden complementar al método de la impedancia en el diagnóstico de inestabilidades (por ejemplo, para diagnóstico de problemas de estabilidad de tensión).

Gestión coordinada y control de convertidores formadores en redes eléctricas de baja inercia (REDESFUERTES)

Objetivos del proyecto:

- 1) Modelado y análisis de estabilidad transitoria y de tensión de redes dominadas por convertidores electrónicos.
- 2) Desarrollo de métodos avanzados de control tipo *grid-forming*, para mejorar la estabilidad de la red eléctrica.
- 3) Métodos de control coordinado para mejorar la integración masiva de renovables.
- 4) Desarrollo de nuevas herramientas para analizar la estabilidad en redes con alta penetración de renovables.
- 5) Validación de los resultados utilizando herramientas de simulación e implementación en laboratorio. Dismeminación de resultados.

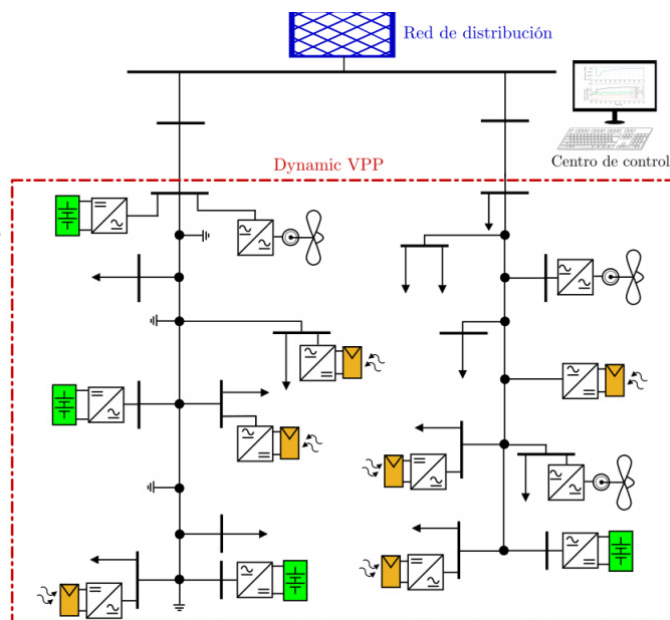


Figura 1. Diagrama explicativo del proyecto REDESFUERTES, incluyendo una lista de los objetivos principales del proyecto.

En lo referente al control de los convertidores y su integración en red, se proponen avances en los métodos de control *grid-forming*, los cuales tienen en cuenta la fuente principal de potencia en el cálculo de los parámetros del control. Además, se proponen métodos para coordinar los esfuerzos de todas las fuentes de generación (sean de tipo *grid-*

following, grid-forming, o convencional), mediante el concepto de DVPP. Gracias a ello, se puede modular de manera precisa el soporte proporcionado a la red por todos los sistemas de generación que conforman la DVPP.

Sistemas avanzados de control grid forming

Aunque existen diversas definiciones del control *grid forming*, la más utilizada en el ámbito de las redes eléctricas hace referencia a “una estrategia de control que hace que el convertidor electrónico se comporte como una fuente de tensión detrás de una impedancia” [3]. Cabe destacar que uno de objetivos de los nuevos marcos regulatorios del control *grid-forming* es hacer una definición que sea independiente de su forma de implementación. El diagrama de control básico (ecuación de swing) de un convertidor electrónico con un control *grid-forming* se puede ver en la Figura 2 (izquierda). Para implementar este tipo de controles, la solución estándar es utilizar unos lazos internos de control que regulen la tensión de salida de manera rápida. Sobre estos lazos internos se utiliza un algoritmo de impedancia virtual, que sirve para ajustar la impedancia de salida. Finalmente, para regular la potencia activa y reactiva intercambiada con la red, se utilizan ecuaciones que relacionan la potencia activa con la frecuencia, y la potencia reactiva con la tensión. Este tipo de ecuaciones recuerdan a las ecuaciones de operación de las máquinas síncronas, y es por ello que algunas variantes del control *grid-forming* se conocen como “máquina síncrona virtual”.

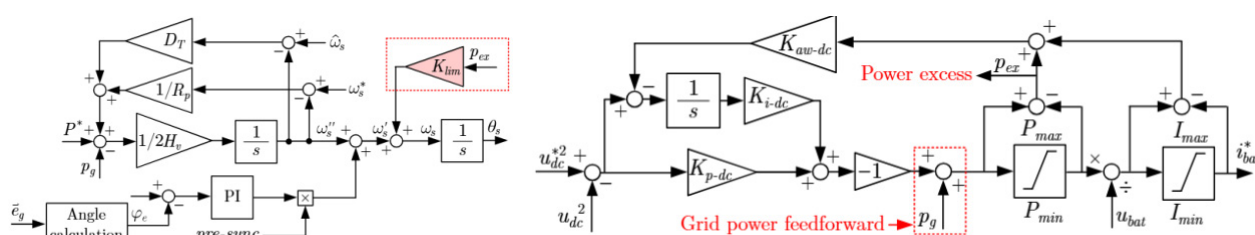


Figura 2. Ejemplos de sistemas de control *grid-forming* en el los culaes se tiene en cuenta la fuente principal de potencia. (izquierda) Ecuación virtual de swing y (derecha) control de tensión de CC.

Para lograr la integración de convertidores *grid-forming* teniendo en cuenta la fuente principal de potencia, es necesario que la potencia de salida se limite en caso de que la fuente no pueda proveerla. Para este fin, se suelen incluir lazos adicionales de control, como se muestra en la Figura 2 (derecha). En el caso de baterías, el problema suele ser sencillo de solucionar ya que la potencia activa se puede variar de manera rápida y con mucho margen actuación. Sin embargo, para implementar algoritmos de control *grid-forming* con otras fuentes primarias (solar, eólica, etc.), el problema se complica. En estos casos, es necesario que las constantes del control *grid-forming* y los límites de la fuente primaria estén correctamente coordinados [7].

Análisis de estabilidad mediante el método de la impedancia

En la Figura 3 (izquierda) se muestra una representación equivalente de la impedancia de la red y la impedancia del convertidor electrónico. En base a este esquema, se calcula la matriz de funciones de transferencia $L(s)$, la cual se puede analizar para extraer conclusiones sobre la estabilidad del sistema.

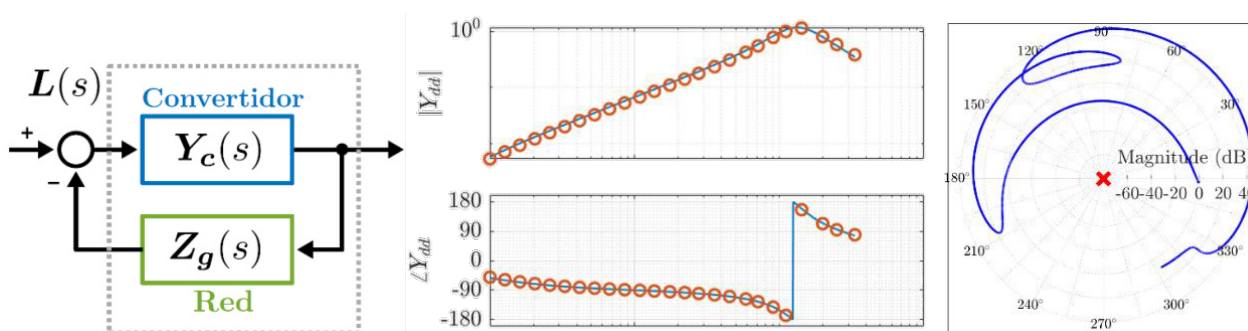


Figura 3. (Izquierda) Diagrama equivalente para estudio de la impedancia, (b) impedancia teórica y mediciones realizadas en simulación y (c) diagrama de Nyquist logarítmico.

En la Figura 3 (centro), se muestra la respuesta de una de las componentes de la matriz $L(s)$, calculada para un convertidor conectado a la red. Se han mostrado los puntos obtenidos mediante una simulación numérica y mediante métodos puramente teóricos. En base a estos resultados, se puede verificar que ambos modelos son equivalentes, y que se pueden utilizar para pronosticar la estabilidad del sistema en lazo cerrado. Finalmente, en la derecha, se puede observar el diagrama de Nyquist logarítmico de $L(s)$. En base a este resultado, como no se rodea el punto menos uno, se puede decir que el sistema será estable en lazo cerrado. Gracias a este procedimiento de estudio de la estabilidad, se verifica si el sistema es estable o no en lazo cerrado sin necesidad de hacer estudios de autovalores ni simulaciones temporales (EMT).

Coordinación de generación renovable con el concepto DVPP

En la Figura 1 se puede observar una agrupación de plantas de generación y cargas, integradas de manera distribuida en una red de distribución eléctrica. Cada una de estas plantas de generación tiene un control, el cual actúa de manera autónoma. Sin embargo, existe una capa de control de alto nivel que realiza cálculos y ajustes de los parámetros de control de manera que la respuesta combinada de todas las plantas sea la requerida.

PRUEBAS DE CONCEPTO EN EL LABORATORIO

En la Figura 4, se puede observar un diagrama eléctrico, de control y comunicaciones del laboratorio de integración inteligente de energía (SEIL), de IMDEA Energía. El SEIL dispone de múltiples convertidores electrónicos de potencia, tanto CA/CC como CC/CC. Las potencias varían entre los 15 kW y los 90 kW. Además, el SEIL tiene la capacidad de emular líneas eléctricas (con parte tanto inductiva como resistiva), y de conectar cargas (equilibradas, desequilibradas y capacitivas). Para la conexión de todos los elementos, se dispone matrices de conexión entre los elementos de CA y CC. También, se dispone de una batería de litio de 90 kWh y de un banco de motores (generador síncrono y máquina doblemente alimentada de 20 kVA) con un variador ABB. Entre las últimas incorporaciones al laboratorio, se encuentra un emulador de paneles solares y baterías de 30 kW de la marca Kewell, y una batería de flujo de 10 kW y 30 kWh (además de otra ya existente, de 10 kWh). Finalmente, en la Figura 5, se muestran unas fotografías del laboratorio.

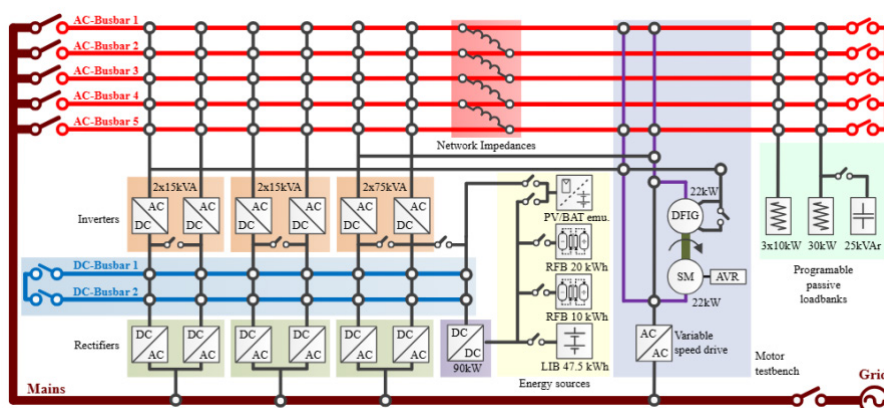


Figura 4. Diagrama eléctrico y de control del laboratorio SEIL, incluyendo los detalles de las tecnologías instaladas.



Figura 5. Fotografías del laboratorio SEIL, donde se llevan a cabo las pruebas del proyecto REDESFUERTES.

RESULTADOS PRELIMINARES

Implementación de algoritmos de control *grid-forming*

Para probar los desarrollos llevados a cabo se modelado y probado el control *grid-forming* en una batería de flujo. Esta batería se conecta a la red mediante un convertidor CA/CC y otro CC/CC. De esta manera, se obtiene un control versátil de la potencia inyectada. Como se puede ver en la Figura 6 (izquierda), cuando la potencia de referencia de la batería cambia, la potencia activa incrementa bruscamente. Por ello, la potencia extraída de la batería satura (ver en la derecha). La saturación de la potencia de la fuente es necesaria para evitar dañar la fuente primaria de potencia. Sin embargo, aunque esta potencia sature, el controlador sigue funcionando correctamente gracias a los lazos de control adicionales mostrados en la Figura 2.

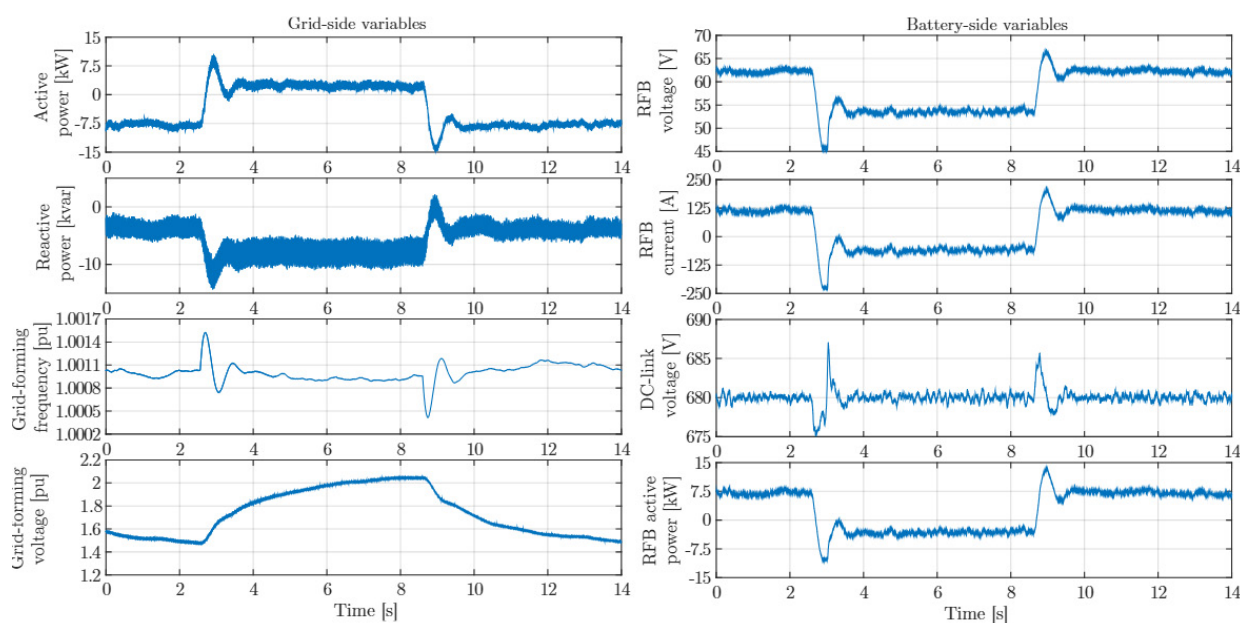


Figura 6. Resultados de integración de una batería de flujo en una red. (izquierda) Variables del lado de la red y (derecha) variables del lado del convertidor CC/CC (batería).

Coordinación de diferentes generadores para dar una respuesta coordinada

En la Figura 7 (izquierda), se muestra el diagrama de control de la DVPP que se ha implementado en simulación. Con esta estrategia de control, se trata de controlar la frecuencia de dos áreas, haciendo un reparto equitativo entre ellas. Una de las áreas está formada por la DVPP. Existen unos factores de reparto de la carga por tecnología, los cuales se calculan en función de la disponibilidad de la fuente primaria. En la figura 7 (derecha), se muestran unos primeros resultados de la inyección de potencia por las diferentes fuentes, cuando se produce una variación brusca de la carga en la zona de la DVPP. Se puede observar que esta inyecta toda la potencia necesaria para suplir esta carencia. Cabe destacar que, para usar este tipo de esquemas de control, es necesario que las fuentes renovables operen con cierto nivel de *curtailment*. Otra opción es conectar baterías que puedan suplir las carencias de potencia activa.

CONCLUSIONES

En esta comunicación se han presentado los objetivos del proyecto REDESFUERTES, los cuales se han enmarcado dentro de las problemáticas actuales derivadas de la integración masiva de fuentes renovables. En primer lugar, se han explicado los métodos avanzados de control *grid-forming*. Las propuestas, además de incluir los términos de soporte de red, deben de tener en cuenta la capacidad de la fuente principal de potencia. Esto exige una coordinación precisa entre la potencia demandada en lado de CA y de CC, para evitar saturar la fuente. Además, se ha presentado el método de análisis de estabilidad basado en la impedancia. Con este método se puede verificar que un sistema será estable cuando se conecte a un punto de la red eléctrica, sin necesidad de hacer modelos dinámicos detallados.

Finalmente, se han descrito los métodos de coordinación de fuentes renovables y baterías en redes eléctricas, utilizando el concepto de DVPP. Gracias a ello, se pueden aportar diferentes servicios al operador del sistema eléctrico.

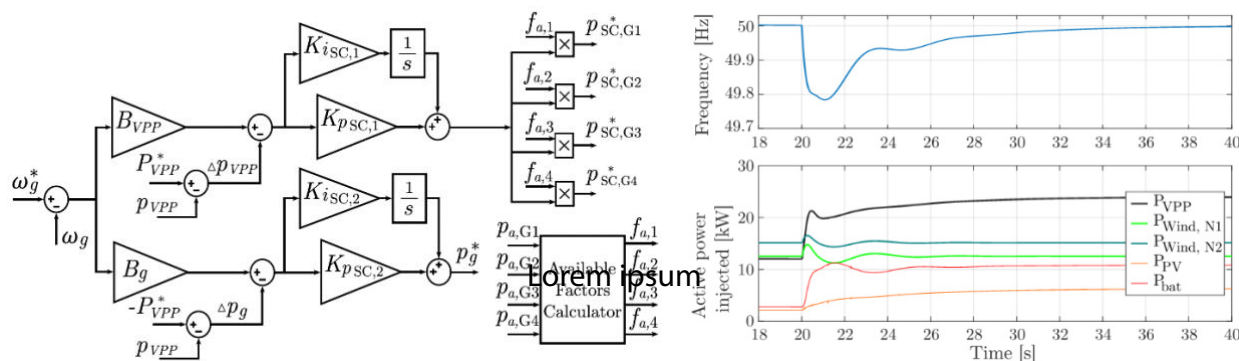


Figura 7. (Izquierda) Diagrama de control de una DVPP, incluyendo términos de reparto de potencia en función de la disponibilidad del recurso. (derecha) Respuesta de la frecuencia ante una perturbación, cuando todos los elementos dan soporte.

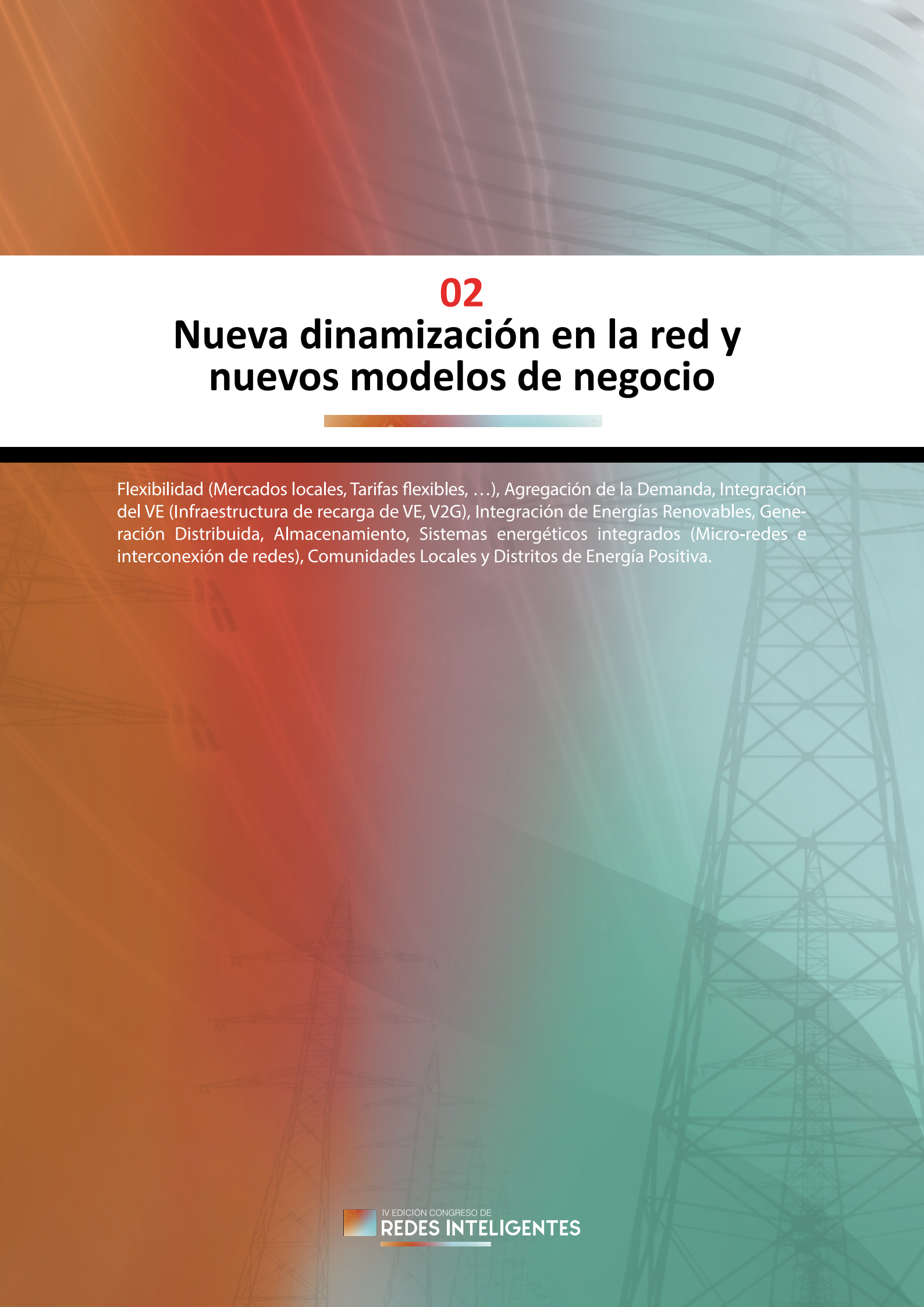
Según los resultados obtenidos y la marcha de los desarrollos, se concluye que el desarrollo de los métodos de control *grid-forming* todavía necesita mejoras, y que se requieren muchos esfuerzos de investigación para adaptar esta técnica de control a cada una de las fuentes renovables existentes. Sobre el método de la impedancia, los resultados obtenidos son prometedores. Sin embargo, son necesarios más esfuerzos para avanzar en la identificación efectiva de la impedancia en redes de alta potencia. Finalmente, sobre los métodos de coordinación de fuentes renovables, si bien la técnica avanza de una manera rápida, se ha detectado que es necesario incluir los incentivos económicos en los cálculos, a fin de hacer un uso medido de cada una de las tecnologías a la vez que se maximizan los beneficios.

AGRADECIMIENTOS

Los desarrollos de esta comunicación están financiados por el proyecto REDESFUERTES (PID2022-142416OB-I00), financiado por MICIU/AEI/10.13039/501100011033, y por el proyecto SOLARFLESS (TED2021-132854A-I00), también financiado por MICIU/AEI/10.13039/501100011033 y por la Unión Europea, NextGenerationEU/PRTR.

REFERENCIAS

- [1] Lasseter, R. H., Chen, Z., & Patabiraman, D., 2020. Grid-forming inverters: A critical asset for the power grid. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 8-2, 925-935.
- [2] Egea-Alvarez, A., Fekriasi, S., Hassan, F., Gomis-Bellmunt, O., 2015. Advanced vector control for voltage source converters connected to weak grids. IEEE Transactions on Power Systems, 30-6, 3072-3081.
- [3] ENTSO-E. 2024. Grid forming capability of power park modules: First interim report.
- [4] Marinescu, B., Gomis-Bellmunt, O., Dörfler, F., Schulte, H., Sigrist, L., 2022. Dynamic virtual power plant: A new concept for grid integration of renewable energy sources. IEEE Access, 10, 104980-104995.
- [5] N. Hatziargyriou et al., "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, no. 4, pp. 3271-3281, July 2021,
- [6] Hatziargyriou, N., Milanović, J. V., Rahmann, C., Ajarapu, V., Cañizares, C., Erlich, I., Hill, D., Hiskens, I., Kamwa, I., Pal, B., Pourbeik, P., Sanchez-Gasca, J., Vittal, V., 2021. Definition and classification of power system stability – Revisited & extended. IEEE Transactions on Power Systems, 36-4, 3271-3281.
- [7] Girona-Badia, J., Lacerda, V. A., Spier, D. W., Prieto-Araujo, E., Gomis-Bellmunt, O., 2025. Resource-aware grid-forming synchronization control: Design, analysis and validation. IEEE Transactions on Energy Conversion, 40-3, 2548-2561.
- [8] Huerta, F., Gruber, J. K., Prodanovic, M., Matatagui, P., 2016. Power-hardware-in-the-loop test beds: Evaluation tools for grid integration of distributed energy resources. IEEE Industry Applications Magazine, 22-2, 18-26.



02

Nueva dinamización en la red y nuevos modelos de negocio

Flexibilidad (Mercados locales, Tarifas flexibles, ...), Agregación de la Demanda, Integración del VE (Infraestructura de recarga de VE, V2G), Integración de Energías Renovables, Generación Distribuida, Almacenamiento, Sistemas energéticos integrados (Micro-redes e interconexión de redes), Comunidades Locales y Distritos de Energía Positiva.

ADVANCING THE AGGREGATOR BUSINESS MODEL: EFFECTIVE AND HIGH-IMPACT VALUE PROPOSITIONS

Valeria Karina, Investigadora IIT- Universidad Pontificia Comillas

Eliana Carolina Ormeño, Investigadora IIT- Universidad Pontificia Comillas

Ignacio Hernando-Gil, Investigador Senior INESCTEC

Carmen Valor, Profesor IIT-Universidad Pontificia Comillas

Resumen: La transición a una mayor penetración de sistemas eléctricos exige el desarrollo del modelo de negocio de agregadores como proveedores de servicios de flexibilidad (FSP). El éxito de este modelo de negocio depende, a su vez, de su capacidad para formular proposiciones de valor que convengan a los consumidores para participar en esquemas de flexibilidad. Estudios previos han demostrado que los consumidores residenciales se muestran reticentes a participar en estos esquemas, aunque esta resistencia se atenúa cuando ven claro el valor generado. Este trabajo presenta los resultados de un estudio cualitativo con agregadores y FSP que permite identificar proposiciones de valor efectivas para diferentes segmentos. Con base en los resultados se desarrolla el VP Canvas, una herramienta estratégica que permite identificar y estructurar los elementos clave en los componentes de creación y entrega de valor de agregadores y FSP.

Palabras clave: modelo de negocio, agregadores, flexibility service providers, small-load consumers, proposición de valor

INTRODUCTION

The growing penetration of renewable energy sources has increased the need for greater flexibility in electricity systems (Plaum et al., 2022). To meet this challenge, aggregators—entities that bundle the flexible capacities of small-load consumers—are emerging as key players in enabling demand-side flexibility (Lu et al., 2020). By acting as intermediaries between consumers and system operators, aggregators can support grid stability and optimise energy usage, particularly when coordinating distributed energy resources (DERs) (Okur et al., 2021).

However, despite the technical feasibility of flexibility schemes, their large-scale deployment faces a significant barrier: consumers' reluctance to participate. Previous studies consistently show that residential users are often sceptical about the benefits of participating in such programs (Parrish et al., 2020). Many perceive little added value, especially when their engagement requires behavioural changes or technological investments. This reluctance puts the viability of aggregator-led business models at risk.

To address this challenge, it is essential to understand which value propositions can effectively motivate different types of consumers to enrol in flexibility schemes (Osterwalder et al., 2015). Without a clearly perceived value, aggregators and flexibility service providers (FSPs) will struggle to scale their services and unlock the full potential of distributed flexibility.

This study aims to contribute to the development of aggregator business models by identifying and validating value propositions that resonate with consumers. Through a combination of literature review, interviews with European aggregators and consumers, and the application of the Value Proposition Canvas, this work explores how value is perceived across residential, commercial, public, and industrial segments. The findings offer strategic insights into how aggregators can better align their offerings with consumer expectations, ultimately supporting a more effective and inclusive energy transition.

VALUE PROPOSITIONS

According to (McKinsey, n.d.) a value proposition is a clear and simple statement of the benefits—both tangible and intangible—that a company, service, or product offers, alongside the approximate price incentives tailored to specific customer segments. To define the value propositions to be tested, an extensive review of the literature and of aggregators in US was carried out. This analysis, supplemented with in-depth interviews with residential, commercial and industrial consumers in three European countries, led to identifying five value propositions.

These five higher-order gains have potential to entice consumers to participate in flexibility schemes. The five value propositions depicted in figure 1 tap onto the four motives acknowledged by consumers to participate in these schemes: economic motives (save money, obtain extra income by selling their flexibility or have access to better equipment), environmental motives (reducing emissions and enabling a cleaner grid), caring motives (caring for assets or people) and self-growth (learning and gaining mastery over energy consumption and use).



Figure 1. Value propositions to be tested

METHOD

For the qualitative test, ten aggregators operating in different countries were interviewed about which of these value propositions was most effective to enrol consumers into flexibility schemes. Half of them target residential consumers or industrial consumers only (three and two respectively), whereas the other half manage the flexibility of all types of consumers. Given that their participation required confidentiality, we cannot report their names, countries of operation and size.

The interviews were held online and lasted between 45 and 90 minutes. They were transcribed but not recorded. First, the transcripts were analysed searching for confirmation of the potential of each of the value propositions proposed. Second, a summary of the business model of each informant, focusing on the components value proposition and delivery, was drafted. This analysis identified the core gain creators and pain relievers for consumers that were later integrated into the VP canvas. The analysis was done manually and no GenAI software was used in the analysis.

VALIDATION OF VALUE PROPOSITIONS

Among the interviewed aggregators, the most compelling value proposition for engaging consumers in flexibility schemes is the opportunity to generate economic returns. Particularly for industrial consumers, the ability to sell flexibility stands out as the primary motivator. Two general payment models emerge: one based on pre-established payments—typically distinguishing between payments for capacity and for activation—and another based on post-established payments, where revenue from distribution system operators (DSOs) is shared with customers. However, several informants stressed that financial incentives alone are insufficient to sustain long-term engagement. A robust and diversified value proposition is essential.

Some aggregators, instead of offering direct payments, provide value by helping customers reduce their energy bills. This model is prevalent among those targeting residential consumers, especially in the social housing segment. These aggregators rely on automated flexibility services that align energy consumption with time-of-use tariffs and individual preferences. Using AI embedded in smart appliances, they optimize consumption patterns and exploit dynamic pricing to deliver tangible cost savings. One participant explained that quarterly reports are provided to clients, quantifying savings through the application of social tariffs and off-peak pricing. These savings, though indirect, are central to the economic appeal of such programs, particularly when direct remuneration is not feasible.

The second most commonly cited value proposition is optimization. This approach emphasizes efficient resource use, operational performance, and waste minimization. In many cases, optimization was viewed as equally or more important than direct monetary benefits. It blends an economic rationale with environmental considerations and is especially attractive to industrial clients seeking cost-effective solutions that also reduce emissions. According to several participants, aligning with sustainability goals and contributing to a greener energy system through increased use of renewable energy enhances the appeal of flexibility services for both industrial and environmentally conscious residential users.

Improved access to equipment and maintenance emerged as another important, albeit indirect, economic benefit. Aggregators often offer discounts on new equipment or implement solutions that extend the operational lifespan of existing systems. Informants repeatedly highlighted the importance of infrastructure reliability, system monitoring, and ongoing support in reinforcing client trust and satisfaction. Propositions centered on equipment performance, asset maintenance, and proactive care were considered essential to delivering long-term value beyond immediate financial gains.

Less commonly referenced were the value propositions related to learning and community sharing. Nevertheless, the potential of these underutilized strategies was acknowledged. Learning was typically positioned as an engagement tool, aimed at empowering consumers to better understand their role in energy systems and how their participation contributes to grid stability. While not usually presented as a standalone proposition, this educational component was seen as critical to fostering deeper and more informed engagement. Some aggregators also pointed to the value of digital tools—such as apps and AI-enabled dashboards—that allow users to monitor appliance performance, manage consumption, and track personal energy efficiency. These features enhance the perceived utility of flexibility services and could, with further refinement, become more central to value propositions.

Finally, sharing flexibility across communities was the least mentioned proposition. While not yet widely implemented, it was identified as a potential future development that could promote collective engagement. However, its applicability depends on country-specific regulatory environments, technological maturity, and business model compatibility.

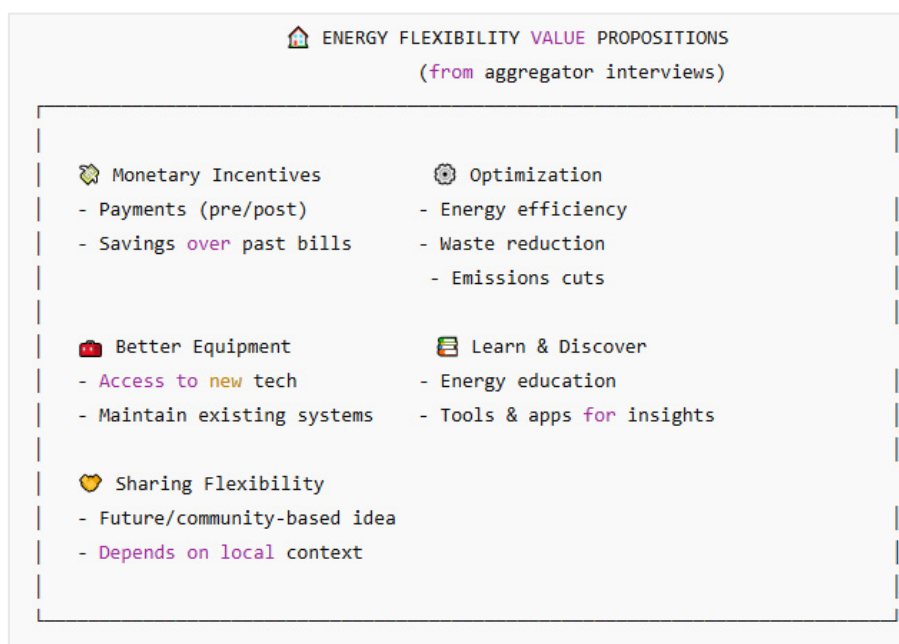


Figure 1. Value propositions and services for consumer segments

Table 1 summarizes the main value expected by the different consumer profiles and the services that could realize this expected value.

	Residential Consumer	Commercial Consumer	Public Building	Industrial Consumer
Value expected	- House optimisation: make the most of resources - Self-sufficiency: independence from grid - Savings and/or extra income - "Play" with energy production/consumption - Gain knowledge - Comfort, peace of mind, no hassles - Green supply of energy	- Full use of assets for value creation and support services (flex and frequency market), value as economic, reputation or environmental. - Optimisation for price, power, or carbon emissions. - Get connection (right level at the right time). - Clear roadmap for organisational transition. - Start with the monetary benefits increases the perceived value of the other components.	- Be perceived as a pioneer and trend-setter - Increased energy efficiency - Greater control over energy consumption	- Shorter payback time on investment - Business-related benefits from energy efficiency and reduced climate impact - Increased revenues for flex provision - Oversized network subscriptions may be utilised for the installation of solar cells
Potential services	- Real-time, integrated & easy-to understand energy information Integrated devices or single-point energy management devices 24/7 - customer support that proactively provide targeted energy solutions - Equipment leasing and other access- based solutions - Home/building failure detection alert system - Easy-to-implement house systems - Flex service providers that offer customised value (savings, credits or other rewards) - Virtualization or advisory tools that help make the most of energy production	- Resource integrator with automatised, digitally enabled solutions - Energy savings (batteries) - Flexibility through software as a service - Provision of locally focused services (e.g., sharing energy locally).	- Energy building audits and personalised solutions - Full-service flex installation	- Energy storage - Energy management optimisation and solution integration

Table 1. Value propositions and services for consumer segments

CONCLUSIONS

This study highlights the critical role of value propositions in fostering consumer participation in the provision of flexibility services, thereby supporting the development of aggregator business models. Through qualitative insights from aggregators operating across Europe, five key value propositions were evaluated to identify different consumer motivations, including economic, environmental, caring and self-growth. In practice, these propositions can be translated into (1) optimizing consumption through dynamic tariffs and automated control systems, (2) earns revenues by providing flexibility, (3) explore solutions for community-based sharing flexibility when the regulation allows this, (4) enabling consumers to understand, monitor, and improve their energy usage, and (5) access to upgraded or better-maintained equipment.

Evidence from ten European aggregators ratifies that direct monetary remuneration remains the most compelling motivation, particularly for industrial consumers. However, interviewees consistently agree that money alone does not secure long-term engagement of customers. Automated optimisation of assets came through as an important complement, simultaneously lowering energy bills and carbon footprints, through real-time price signals, which appeals to both economic and environmental motives. Access to better equipment further reinforces the offer of discounted batteries, smart controllers and continuous monitoring to protect consumers' existing assets, extend their life and unlock deeper flexibility, aligning with the caring motive of safeguarding infrastructure. To turn these insights into actionable strategy, this research proposes a Value Proposition Canvas for residential, commercial, public buildings and industrial segments, mapping the diversity of needs, jobs-to-be-done, potential barriers and opportunities. This reinforces the importance of segment-specific strategies in value creation. This canvas shows how a transparent revenue model, optimisation-as-a-service layer, relieves the most significant pains identified in the interviews. Collectively, the findings underscore that aggregators can succeed when they present a coherent package of economic reward, smart operation and asset care, supported by intuitive digital tools. By aligning offerings with consumer real motivations and designing customer-centric business models, aggregators can foster deeper participation, ultimately unlocking the full potential of distributed flexibility.

ACKNOWLEDGMENTS

Funded by the European Union. Views and opinions expressed are, however, those of the author(s) only and do not necessarily reflect those of the European Union. Neither the European Union nor the granting authority can be held responsible for them.

REFERENCES

- Lu, X., Li, K., Xu, H., Wang, F., Zhou, Z., & Zhang, Y. (2020). Fundamentals and business model for resource aggregator of demand response in electricity markets. *Energy*, 204, 117885. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117885>
- McKinsey. (n.d.). *Delivering value to customers* | McKinsey. Retrieved 15 January 2025, from <https://www.mckinsey.com/capabilities/strategy-and-corporate-finance/our-insights/delivering-value-to-customers#/>
- Okur, Ö., Heijnen, P., & Lukszo, Z. (2021). Aggregator's business models in residential and service sectors: A review of operational and financial aspects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 139, 110702. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110702>
- Osterwalder, A., Pigneur, Y., Bernarda, G., & Smith, A. (2015). *Value Proposition Design: How to Create Products and Services Customers Want*. John Wiley & Sons.
- Parrish, B., Heptonstall, P., Gross, R., & Sovacool, B. K. (2020). A systematic review of motivations, enablers and barriers for consumer engagement with residential demand response. *Energy Policy*, 138, 111221. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111221>
- Plaum, F., Ahmadihangar, R., Rosin, A., & Kilter, J. (2022). Aggregated demand-side energy flexibility: A comprehensive review on characterization, forecasting and market prospects. *Energy Reports*, 8, 9344–9362. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.07.038>

HERRAMIENTA DE DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO CON BATERÍAS DE SEGUNDA VIDA

Lorena Elorza Uriarte - Investigadora junior, CIDETEC Energy Storage, BRTA*

Izaskun Aizpurua Arconada - Investigadora junior, CIDETEC Energy Storage, BRTA*

Dr. Pilar Meneses de Quevedo - Investigadora senior, CIDETEC Energy Storage, BRTA*

Haritz Maciñor Sotelo - Responsable Unidad Sistemas de Almacenamiento, CIDETEC Energy Storage, BRTA*

**Fundación CIDETEC, Basque Research and Technology Alliance (BRTA), Paseo Miramón 196, Donostia/San Sebastián, 20014, Guipúzcoa, España*

Resumen: Las baterías son elementos fundamentales en la estabilidad de la red, proporcionando soluciones de balanceo de cargas, integración de energías renovables y soportes de microrredes, entre otros. Sin embargo, los materiales para las baterías son limitados. En este contexto, las baterías de segunda vida se presentan como una posible solución para aplicaciones estacionarias. Por ello, son necesarias herramientas de dimensionamiento que tengan en cuenta las características de estas baterías. Esta comunicación presenta una herramienta para el dimensionamiento de una batería de segunda vida mediante la combinación de módulos y celdas diagnosticadas. Esta herramienta está compuesta por tres fases: primero, el dimensionamiento inicial, el cual se determina mediante baterías previamente diagnosticadas, y los requisitos de potencia y energía de la nueva aplicación; segundo, la validación técnica, que evalúa los límites de tensión y corriente de la operación estimada; y tercero, el análisis económico, enfocado en determinar la rentabilidad del sistema. Como conclusión, la herramienta de dimensionamiento de baterías de segunda vida se ha validado para un caso residencial comparando diferentes escenarios de uso y así analizando su viabilidad técnica como la rentabilidad económica.

Palabras clave: Dimensionamiento BESS, diagnóstico de baterías, baterías de segunda vida, validación técnica, análisis económico.

INTRODUCCIÓN

El uso de baterías en la red ha demostrado ser una gran oportunidad y una necesidad para mejorar la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico, al ofrecer una respuesta rápida y flexible ante las variaciones en la generación y el consumo de energía. Los sistemas de baterías ofrecen almacenamiento de energía dinámicos, capaz de responder instantáneamente a los cambios en la red, evitando situaciones de inestabilidad. Estos sistemas son fundamentales para el balanceo de cargas y el equilibrio de la demanda de la red, ya que ayudan a suavizar la curva del sistema y evitar sobrecargas. La creación de una demanda más constante repercute directamente en los precios de mercado, generando un precio más estable y reduciendo el spread diario. Además, facilitan la integración de energías renovables al mitigar su naturaleza intermitente, garantizando una inyección fluida y constante de energía. Esto contribuye a disminuir la dependencia global de las fuentes fósiles y a reducir las emisiones de CO₂. Asimismo, los sistemas de almacenamiento ofrecen soporte a microrredes y sistemas aislados, garantizando de forma autónoma el suministro eléctrico en todo momento. En caso de estar conectado a la red principal, pueden aportar estabilidad mediante servicios auxiliares como la regulación de frecuencia, el soporte de voltaje y la reducción de la congestión en la red. Gracias a su rápida respuesta en milisegundos, las baterías pueden actuar rápidamente ante desconexiones imprevistas de generación, proporcionando energía de respaldo y aliviando los puntos más críticos del sistema de transporte eléctrico (Wang & others, 2022), (Zhao & others, 2023).

Debido a todos estos beneficios, la Estrategia de Almacenamiento Energético de España 2023-2030, aprobada en febrero de 2021, contempla disponer de una capacidad de almacenamiento de alrededor de 20 GW en 2030 y alcanzar los 30 GW en 2050, considerando tanto almacenamiento a gran escala como distribuido o detrás del contador, con tecnologías de almacenamiento de varios tipos y tecnologías (PNIEC, 2021). Actualmente, Los sistemas de almacenamiento eléctrico son los más populares en las nuevas instalaciones. En el último año, ya se han concedido más de 18 GW a proyectos de baterías, en su mayoría stand-alone, y hay otros 10 GW en espera de respuesta (Aleasoft Energy Forecasting, 2024). Además, desde el MITECO se ha lanzado una ayuda de 700 millones en ayudas para almacenamiento energético a gran escala (IDAE, 2025).

Sin embargo, la expansión masiva del almacenamiento energético se enfrenta a desafíos significativos, entre ellos el alto coste de adquisición y las preocupaciones ambientales asociadas a la extracción de materias primas y la gestión del final de vida útil (Castro, 2025). En este escenario, las baterías de segunda vida, reutilizadas tras su uso en vehículos

eléctricos y otras aplicaciones, emergen como una alternativa prometedora. Estas baterías, aún con una capacidad útil considerable, pueden ser revalorizadas para aplicaciones estacionarias menos exigentes, ofreciendo ventajas tanto económicas como ambientales (Neium & Wang, 2024). En los últimos años se han creado varias iniciativas como la de *Zirkular Bat+*, cuyo objetivo principal es la promoción y dinamización de un ecosistema circular de baterías en Gipuzkoa, con un alcance global. Desempeña su labor en un entorno de colaboración público-privada, protagonizado por actores del entorno industrial local, con vocación de colaborar con empresas tractoras de otros territorios (Zirkular bat, 2025).

En este contexto, y dentro del proyecto europeo *Battery2Life* (Battery2Life, 2025), se ha desarrollado una herramienta para el dimensionamiento óptimo de sistemas de almacenamiento basados en baterías de segunda vida, orientada a maximizar su aprovechamiento técnico y económico en aplicaciones estacionarias. Esta herramienta busca facilitar su integración en el sistema eléctrico y promover su adopción como una solución sostenible en el marco de la transición energética. A continuación, se analiza la metodología empleada en el desarrollo de la herramienta y un caso ejemplo de una microrred en un entorno residencial con una estación de recarga de VE y generación renovable.

METODOLOGÍA

La herramienta de dimensionamiento se compone de tres fases diferentes. En una primera fase, se calcula el **dimensionamiento inicial**. Para ello, la herramienta ofrece diferentes opciones para definir la potencia y la energía necesarias para el sistema en función de los perfiles de demanda, generación, y la operación de la batería. La segunda fase es la **validación técnica** del dimensionamiento y operación de la batería mediante el modelo empírico eléctrico en los que se comprueban los límites de trabajo de la misma. Finalmente, se realiza una última fase de **análisis económico**, donde se evalúa la rentabilidad del sistema considerando el ahorro anual obtenido, y los valores de CAPEX y OPEX.

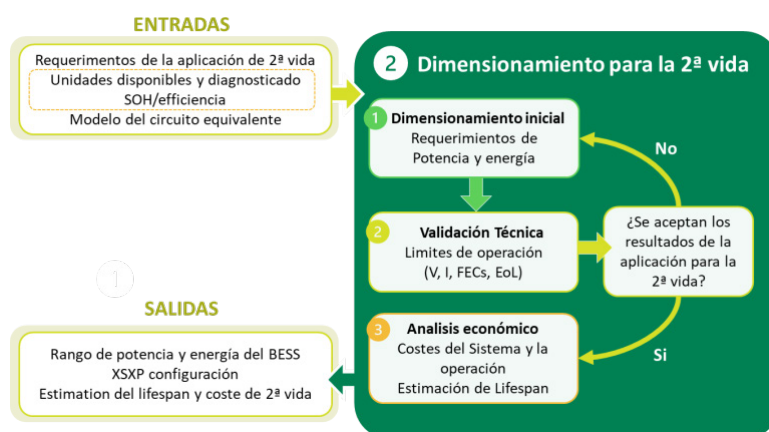


Figura 1: Esquema general de la metodología de la herramienta de dimensionamiento

Fase 1: Dimensionamiento inicial

La primera fase del dimensionamiento consiste en determinar el número de unidades de batería de fin de primera vida necesarias para la nueva aplicación, con el objetivo de maximizar el almacenamiento de los excedentes de energía generados. Para ello, se deben establecer los requisitos de la aplicación de segunda vida, los perfiles de uso previstos, las características de la tecnología disponible y el estado de las unidades de baterías de fin de primera vida (Tabla I).

Requisitos de aplicación	Perfiles de uso	Características de la tecnología disponible	Estado de las unidades disponible
- DoD - FECs diarios/anuales - Vida útil	- Perfil de demanda - Perfil de generación - Perfil de precios	- Rangos de tensión/corriente - EoL de 2ª vida - Curva de degradación - Modelo eléctrico	- SoH BoL de 1ª vida - Eficiencia de carga-descarga

Tabla I. Parámetros y características necesarias para el dimensionamiento.

Antes de definir el número necesario de unidades de batería, se deben determinar los requisitos de potencia y energía del sistema. El requisito de potencia se estipula directamente en base a la potencia pico de carga estimada, que se obtiene por la diferencia entre los perfiles de generación y demanda. Por otro lado, el requisito de energía depende del tipo de perfil, por lo que la herramienta ofrece tres opciones para determinar el criterio que mejor se adapte a cada caso y contabilizar: la energía excedente diaria, la energía por periodo de carga, o la energía de carga acumulada.

CRITERIO A: Energía excedente diaria:

El primer criterio, la energía excedente diaria, calcula el requisito de energía de la aplicación en función de la suma de los excedentes totales diarios. Además, este criterio ofrece tres niveles diferentes de necesidad de energía seleccionables: media, máxima, o el percentil variable de los excedentes diarios a lo largo de un año.

CRITERIO B: Energía por periodo de carga:

El segundo criterio, la energía por periodo de carga, calcula el requisito de energía de la aplicación en función de la energía almacenable en cada periodo de carga. Cada uno de estos periodos se define como el intervalo comprendido entre el momento en que la generación es mayor que el consumo y el momento en el que pasa a ser inferior. Es decir, cada vez que la demanda pasa a ser superior a la generación, el periodo de carga finaliza y el contador de energía almacenada se reinicia. En este segundo criterio, se dispone de tres opciones seleccionables: la media, la máxima o el percentil variable de la energía registrada por periodo de carga a lo largo de un año.

CRITERIO C: Energía de carga acumulada:

El tercer y último criterio, la energía de carga acumulada, calcula la necesidad de energía de la batería en base a la acumulación neta de energía. Con este enfoque, los excedentes de generación se suman de forma positiva, mientras que la energía extraíble (es decir, la diferencia negativa entre generación y demanda) se resta, reduciendo así la carga total almacenada. Si el valor acumulativo es negativo, el contador se reinicia, asumiendo que la energía faltante se suministra desde la red, sin modificar el estado de la batería. Por lo tanto, solo la energía acumulable y descargable de la batería es considerada.

No obstante, este criterio puede ser ineficiente en aquellos casos donde el sistema de generación este sobredimensionado, donde los excedentes anuales superan ampliamente la demanda. Para mitigar este efecto, se ha incluido un reinicio del contador en intervalos definidos: diario, semanal, mensual y anual. Adicionalmente, se puede establecer como referencia la máxima o la media de la carga acumulada de los periodos establecidos.

Una vez definidos los requisitos de energía y potencia, se establece la capacidad mínima de la batería. Al dimensionar con unidades de baterías de fin de primera vida, no todas las unidades tienen el mismo SOH y, por lo tanto, cada unidad dispone de una capacidad individual diferente. Por ello, teniendo en cuenta las referencias de potencia y energía establecidas, se agregan baterías una a una hasta alcanzar el número mínimo que cumpla con ambos requisitos. Sin embargo, debido a la configuración posterior en serie y paralelo, puede ser necesario añadir alguna unidad más para garantizar una integración adecuada.

Junto con el número de unidades y la configuración, la herramienta calcula una operación optimizada de la batería en función de la estrategia de actuación que se defina para la nueva aplicación. Es importante definir el alcance de la operación de la batería puesto que el perfil optimizado obtenido se utilizará en las siguientes fases del análisis. En la primera versión de la herramienta, se han definido tres estrategias de gestión, con posibilidad de ampliación en futuras versiones. Las tres estrategias implementadas son las siguientes:

- La primera estrategia consiste en un **autoconsumo**, donde se busca aprovechar al máximo la energía generada en el propio sistema, y reducir el consumo de red a lo mínimo posible. En este caso, la batería tendrá la función de desplazar la energía generada, guardando los excedentes durante las horas de mayor generación y administrando energía a los usuarios cuando la generación no es suficiente para suministrar la totalidad de la demanda.
- La segunda estrategia consiste en una estrategia conjunta de **autoconsumo y arbitraje**. En este caso, además de guardar los excedentes de red, la batería actúa directamente cargando energía desde la red en horas de coste bajo según el spread diario y descargando cuando no hay generación suficiente y el coste de energía es alto. Gracias a ello se puede disminuir la congestión y ayudar a la estabilidad, además de suponer un incentivo económico al propietario del sistema.

- La tercera estrategia, al igual que la segunda, consiste en una estrategia combinada de **autoconsumo y arbitraje**. En esta ocasión, sin embargo, las baterías **no pueden cargar energía desde la red**, la batería solo se cargará mediante el sistema de generación del sistema y se descargará en periodos de coste alto según el spread diario y cuando sea necesario. Por lo tanto, la batería podrá dar servicios ante las congestiones de la red, pero únicamente cuando la causa principal sea una alta demanda y una baja generación de energía.

En conclusión, de esta primera fase se obtienen el dimensionamiento de la batería: capacidad (kWh) y potencia nominal (kW) del sistema completo, se propone una configuración de unidades de batería de fin de vida seleccionadas, y se estima el perfil optimizado de operación con sus valores de autoconsumo y autosuficiencia correspondientes.

Fase 2: Validación Técnica

La segunda fase es la validación técnica. En esta fase, la capacidad total del almacenamiento y el perfil de potencia, derivado de la estrategia de operación elegida, se introducen en un modelo eléctrico. Este modelo simula el funcionamiento real de la batería y calcula los perfiles de corriente, tensión y SOC de cada intervalo temporal.

El objetivo es analizar si los resultados obtenidos con el modelo eléctrico están dentro de los límites de operación de la batería, es decir, comprobar que no hay caídas de tensión ni sobretensiones, y que la corriente estimada está dentro de los límites recomendados. Estos parámetros son fundamentales para garantizar que la batería no se degrade más rápido de lo estimado. Si alguno de los parámetros supera los límites, se debe volver a la fase inicial de dimensionamiento y ajustar los criterios y parámetros de entrada.

En conclusión, esta fase no sólo realiza la validación técnica del dimensionamiento de la batería, sino que también ajusta el perfil de potencia propuesto para la batería. Si todo está dentro de los límites de funcionamiento adecuados y los resultados encajan con la expectativa, se procede a la siguiente y última fase.

Fase 3: Análisis Económico

Finalmente, en la última fase, se analizan los aspectos económicos del sistema. Para estimar la rentabilidad del sistema, primero se calcula el ahorro anual del autoconsumo y/o arbitraje que se consigue al disponer de baterías de segunda vida en la aplicación. A continuación, se calculan los costes de inversión (CAPEX) y operación (OPEX) totales, considerando la capacidad final del BESS, y la vida útil del proyecto. Finalmente, con esta información, se estima la rentabilidad del sistema mediante el cálculo del número mínimo de años necesarios para recuperar la inversión, comparándolo con la duración prevista del proyecto.

Además de definir si el sistema es rentable con los parámetros definidos, la herramienta calcula el CAPEX máximo admisible, permitiendo al usuario identificar el coste límite de inversión (evaluación y reconfiguración) a partir del cual el proyecto dejará de ser económicamente rentable.

CASO EJEMPLO

El ejemplo utilizado para este trabajo representa una microrred compuesta por varios consumidores residenciales, dos cargadores de vehículos eléctricos y generación renovable. Se ha introducido un perfil histórico de datos anuales tanto de generación como de consumo agregado (Figura 2). La fuente de generación renovable es solar fotovoltaica, con una potencia pico de 36 kW. Por otro lado, cada cargador de VE tiene una capacidad de carga de 50 kW, y aunque la demanda media se sitúa en los 20 kW, la demanda máxima puntual de la microrred puede superar los 100 kW. En consecuencia, la batería necesaria para esta red deberá tener en cuenta no solo la energía necesaria del sistema sino también la potencia requerida.

Así mismo, se parte del escenario en la que las unidades de baterías de fin de primera vida ya han sido previamente ensayadas y diagnosticadas para conocer su estado real (Figura 3). Esta fase, en la que se evalúa el estado de las baterías, identificando el SOH y la eficiencia de carga-descarga, es un paso previo fundamental, puesto que proporciona conocimiento sobre la capacidad real disponible para el dimensionamiento, y permite realizar una mejor estimación de durabilidad.

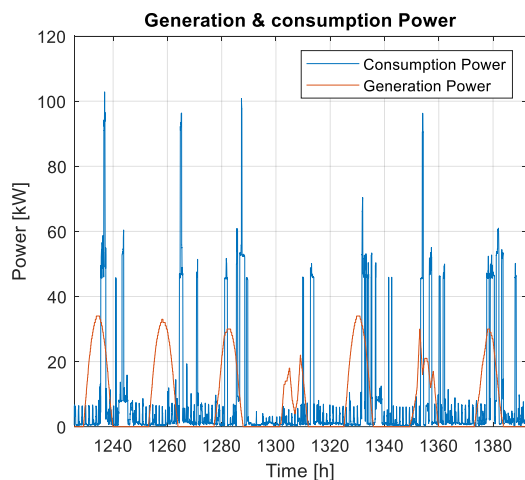


Figura 2: Perfil de consumo y generación de una microrred.

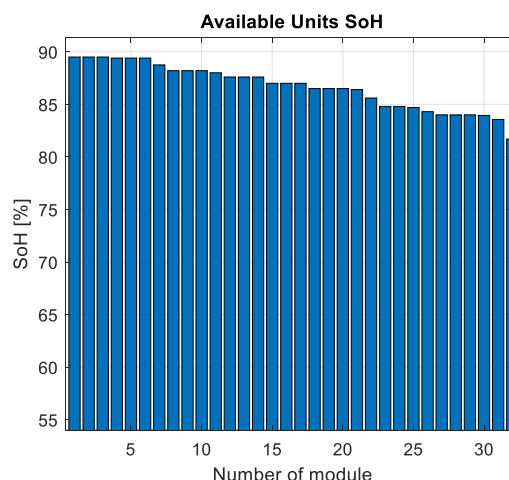


Figura 3: SOH de las unidades disponibles para el dimensionamiento del almacenamiento del sistema.

En la primera fase de la herramienta, el dimensionamiento inicial, considerando la **media de los excedentes diarios** (CRITERIO A), se han establecido la potencia máxima de carga de **43.26 kW**, y una capacidad de **196 kWh**. Con estos requisitos y las unidades disponibles que se observan en la Figura 3, finalmente, el dimensionamiento propuesto es de unos **208 kWh** con una configuración de **8 unidades en serie y 2 en paralelo**. De esta manera, y con un 0.5 C de descarga, el sistema de almacenamiento es capaz de dar soporte a la demanda de la microrred en la mayoría de los casos, si bien es cierto que será necesario estar conectado a la red para poder suministrar la totalidad de la demanda estimada.

Potencia requerida	Energía requerida	Energía del sistema	Configuración
43.26 kW	196 kWh (CRITERIO A)	208 kWh (0.5C $\approx$ 100 kW)	8S2P

Tabla II. Resultados del dimensionamiento inicial.

En el segundo paso de la herramienta, la **validación técnica**, se analiza tanto el perfil de operación (que depende de la estrategia) como el dimensionamiento propuesto. En este caso ejemplo los resultados de las tres estrategias han sido comparados: el autoconsumo, el autoconsumo con arbitraje y el autoconsumo con arbitraje sin venta a red.

A pesar de que la validación técnica ha sido favorable en todos los casos, donde la corriente y la tensión están dentro de los límites de operación, los márgenes de error son diferentes, así como los **años de operación** estimados. Mientras que con una estrategia de autoconsumo se estiman **8.5 años** de operación, la segunda y la tercera estrategia, donde se sigue una estrategia de arbitraje y por lo tanto el uso de la batería es mayor, se estiman alrededor de **7 años** de vida útil del sistema, siendo menor en el caso en que la batería puede cargarse también desde red.

Por último, en el **análisis económico** se comparan los resultados económicos de las estrategias de operación analizadas en la validación técnica. Visualizados en la Tabla III, los resultados demuestran una rentabilidad del sistema de almacenamiento que, sin embargo, depende de la operación y servicios que pueda ofrecer.

	Coste anual	Ingreso anual	Coste anual total	Ahorro anual	CAPEX máximo
Autoconsumo	1078 €	372 €	706 €	1378 €	46.56 €/kWh
Autoconsumo + Arbitraje (Sin compra de red)	1229 €	716 €	513 €	1571 €	46.53 €/kWh
Autoconsumo + Arbitraje	1217 €	945 €	272 €	1812 €	47.56 €/kWh

Tabla III. Comparativa de los resultados económicos, respecto al coste energético del sistema sin baterías.

Los sistemas de almacenamiento proporcionan un ahorro económico anual que incrementa en función de los servicios que proporcionen. Cuantos más servicios se establezcan mayor será la degradación de la batería. En consecuencia, hay que buscar un equilibrio entre el ahorro anual y los servicios a dar. Esto lo determina muy bien el valor de CAPEX máximo calculado. En las tres estrategias, los resultados económicos han mostrado un sistema rentable, aunque con un valor máximo de CAPEX bajo. Sin embargo, los resultados obtenidos dan un margen sobre el CAPEX para que el usuario mismo analice la rentabilidad real del sistema.

CONCLUSIONES

La herramienta de dimensionamiento de almacenamiento para baterías de segunda vida proporciona varios criterios para establecer los requerimientos de potencia y energía de cualquier aplicación estacionaria. Por un lado, permite comparar técnica y económicamente los diferentes criterios de dimensionamiento, las diferentes estrategias de gestión energética y resultados obtenidos. Por otro lado, la herramienta es adaptable a cualquier aplicación estacionaria y en trabajos futuros escalable a dar cualquier servicio de red. Por tanto, es posible integrar otras estrategias de gestión y estimar la validación técnica y análisis económico bajo nuevos parámetros de potencia. Además, la química, el tipo de celda de las baterías utilizadas es otro factor modificable de la herramienta.

Para mostrar las funcionalidades descritas, se ha planteado una microrred con demanda residencial, puntos de carga de vehículos eléctricos y generación solar para el cual se ha dimensionado la batería proveniente de final de vida para analizar su viabilidad técnica como económica. En el caso estudio, se ha observado que la estrategia multiservicio de la batería es la más rentable. Sin embargo, ello disminuye la durabilidad de la batería, por lo que el límite del coste final de las baterías es muy similar en todos los casos comparados.

En definitiva, el dimensionamiento óptimo de baterías de segunda vida, su comprobación técnica y análisis económico proporciona una solución sostenible a reutilizarlas en aplicaciones estacionarias donde proporcionan mayor porcentaje de autoconsumo y es capaz de dar servicios a la red que contribuyen a la fiabilidad de la red eléctrica.

REFERENCIAS

- Aleasoft Energy Forecasting. (25 de Noviembre de 2024). *2025, el año decisivo para el 'boom' de las baterías en España*. Obtenido de El periódico de la energía: <https://elperiodicodelaenergia.com>
- *Battery2Life*. (2025). Obtenido de <https://www.battery2life-project.eu/>
- Castro, R. (04 de Enero de 2025). *¿Crisis de baterías eléctricas en 2030? Un reto global*. Obtenido de La opinion: <https://laopinion.com>
- IDAE. (2025). *Primera convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento*. Obtenido de Proyectos Innovadores de Almacenamiento Energético FEDER 21-27: <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/proyectos-innovadores-de-almacenamiento-energetico-feder-21-27>
- Neium, k., & Wang, Z. (2024). Technology, economic, and environmental analysis of second-life batteries as stationary energy storage: A review. *Journal of Energy Storage*.
- PNIEC. (2021). Estrategia de Almacenamiento Energético 2023-2030.
- Wang, K., Liu, S., Kopsidas, K., & Forsyth, A. (2022). Benefits of Grid-Connected Battery Energy Storage Systems for Reliability Enhancement. *17th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*.
- Zhao, C., Andersen, P. B., Træholt, C., & Hashemi, S. (2023). Grid-connected battery energy storage system: a review on application. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Zirkular bat. (2025). Obtenido de <https://naturklima.eus/zirkular-bat.htm>

GESTIÓN DE LA FLEXIBILIDAD ENERGÉTICA MEDIANTE INTEGRACIÓN, OPTIMIZACIÓN Y EMPLAZAMIENTO DE LAS CARGAS DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Minerva Martínez Picazo, Ingeniera de Mercado Eléctrico, SferaOne

Marina Muñoz Solano, Data Scientist, SferaOne

Fernando Jesús Sánchez Herrera, R&D Project Manager, SferaOne

Jaime Abril Sarvisé, R&D Engineer, CEMOSA

Jorge de la Torre García, R&D Engineer, CEMOSA

Jose María Sánchez Guerrero, R&D Engineer, CEMOSA

Paula Hernandezperez Manso, Investigadora, CARTIF

Blanca Viviana Martínez Carvajal, Investigadora, CARTIF

María Ángeles Gallego de Santiago, Investigadora, CARTIF

Resumen: Este trabajo presenta un modelo de gestión energética orientado hacia la integración óptima de vehículos eléctricos en una red con generación renovable y almacenamientos eléctricos. Los vehículos eléctricos se integran como elementos flexibles que pueden adaptar su recarga para mejorar la eficiencia y estabilidad del sistema. El modelo propuesto se apoya de algoritmos predictivos de generación, demanda, precios de energía y vehículos esperados (que nos proporciona la disponibilidad de la infraestructura de recarga), las cuales definen el comportamiento del entorno ayudando a proponer consignas óptimas de potencia para la gestión de los sistemas de almacenamiento y la recarga de los vehículos. El modelo fue validado tomando como caso de uso una instalación existente en España. Los resultados muestran un aprovechamiento eficiente de la energía renovable y los recursos distribuidos, con una reducción de costes de al menos un 10%, lo que disminuye la dependencia de la red eléctrica externa y mejora la autosuficiencia del sistema.

Palabras clave: Aprendizaje Supervisado, Machine Learning, Flexibilidad, Integración del Vehículo Eléctrico, Optimización, Recursos Energéticos, Energías Renovables, Autoconsumo, Eficiencia

INTRODUCCIÓN

La transición hacia un sistema energético más sostenible requiere de una gestión inteligente de los recursos energéticos distribuidos (DER). Tecnologías como los sistemas de generación renovable, sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) y la integración del Vehículo Eléctrico (VE) juegan un papel fundamental en este nuevo paradigma. El interés creciente en la gestión de redes inteligentes se evidencia en diversas aportaciones que abordan, tanto en el entorno industrial [8] como en el residencial [5], los enfoques de optimización para la planeación del uso de los recursos energéticos. Además, cada día surgen más investigaciones que optan por la integración de puntos de recarga de VE convirtiéndolos en elementos activos dentro de la red, tal que, al emplazar su recarga de manera óptima, se contribuye a la eficiencia y estabilidad del sistema. Por ejemplo, en [1], se analizan los requisitos de generación renovable y almacenamiento eléctrico para la integración limpia del VE en la red y en [6] se estudian los factores que afectan el dimensionamiento de la red residencial al introducir el VE.

Este trabajo propone un modelo de gestión energética aplicado a un entorno que cuenta con energía renovable, almacenamiento compartido e infraestructura de recarga de VE. El modelo optimiza la gestión de las baterías controlables al tiempo que satisface las necesidades de demanda y recarga, aportando flexibilidad y minimizando costes. Para lograr la gestión óptima, el modelo emplea algoritmos predictivos que estiman la generación renovable, el consumo no flexible, la evolución de los precios del mercado eléctrico y la disponibilidad de los puntos de recarga de VE. Con base en estas predicciones, el sistema define los perfiles de carga y descarga de los almacenamientos compartidos y propone horarios inteligentes para el emplazamiento de las recargas de VE. Estas decisiones optimizadas responden a la variabilidad del entorno energético, considerando la infraestructura existente y procurando la calidad del servicio final.

Los resultados validan la usabilidad técnica de la propuesta. Se evidencia un aprovechamiento de la generación renovable y los almacenamientos que impacta en el sistema con una reducción de los costes de al menos el 10 %. Además, el modelo implica a los usuarios finales como actores principales y responde a la aceptación o descarte de la propuesta de emplazamiento de recarga de VE.

PLANTEAMIENTO TEÓRICO

El modelo de gestión busca equilibrar la oferta y la demanda energética maximizando el aprovechamiento de los recursos renovables y minimizando el uso de energía importada de la red.

El ecosistema objeto de estudio ha sido cuidadosamente seleccionado para representar un sistema energético lo más completo y realista posible con condiciones operativas cambiantes. En consecuencia, se ha elegido parte del campus de la Universidad de Extremadura en Cáceres, el cual cuenta con una instalación fotovoltaica de 350 kWp, monitorización del consumo neto de seis edificios y una batería compartida de 100 kWh. Esta infraestructura se ha actualizado con la integración de un punto de recarga de VE con almacenamiento en batería de 180 kWh situado en el mismo emplazamiento.

Con el objetivo de desarrollar un modelo capaz de abordar la mayor variedad de escenarios asociados a la recarga del VE, se ha seguido un enfoque preliminar en dos fases: en la primera de ellas se identificó la tipología de VE que puede hacer uso del entorno considerado y en la segunda se analizaron las posibles situaciones operativas que el tipo de VE puede generar. De este análisis, se han definido cuatro escenarios representativos para cubrir los casos uso en relación con la planificación de una recarga:

1. **Gestión de los recursos energéticos ante la ausencia de solicitudes de recarga.** Este escenario inicial se reduce a obtener la gestión energética de los sistemas de almacenamiento y la distribución de la energía procedente de generación o de la red.
2. **Gestión energética teniendo en cuenta la solicitud de emplazamiento de una recarga de VE.** En este escenario, el modelo tiene en cuenta la disponibilidad y gestión de los activos energéticos presentes en la red y propone una opción de carga inteligente basada en el aprovechamiento de los recursos y el cumplimiento de los horarios de reservas preestablecidos.
3. **Gestión energética cuando el VE no emplaza su recarga.** Se aborda la posibilidad de que el horario de carga inteligente propuesto en el segundo escenario sea rechazado por el usuario y se solicite el inicio inmediato de la carga del VE. Si bien el modelo de gestión aporta mayor flexibilidad mediante programación de los procesos de carga, la red debe estar igualmente preparada ante el descarte de la propuesta y en consecuencia la solicitud de carga convencional.
4. **Gestión los activos energéticos del sistema teniendo en cuenta las cargas recurrentes de los VE.** Para este caso, se ha construido un módulo de predicción de VE en el cual se pueda establecer los datos de las cargas haciendo uso de una muestra histórica. Este modelo de predicción introduce un componente de robustez debido a que la gestión óptima del sistema se planifica teniendo en cuenta los potenciales perfiles y patrones de uso en los puntos de recarga.

ESTRATEGIAS DE FLEXIBILIDAD

En esta sección se describe el diseño y aplicación de las estrategias de flexibilidad energética desarrolladas para el modelo propuesto. Se detallan los datos de entrada requeridos, la formulación del modelo, y los principales resultados obtenidos tras su implementación.

Datos de entrada

Los datos de entrada incluyen todas las variables necesarias para alimentar el modelo propuesto. Se consideran, entre otros, las restricciones técnicas de la conexión con la red, las características operativas de las baterías instaladas en los edificios del campus y del punto de recarga, así como la información asociada a la solicitud de recarga de un VE. Además, para poder realizar la planificación de las estrategias de recarga de VE y la gestión de los sistemas de almacenamiento con antelación, se incorporan predicciones sobre la demanda eléctrica, la energía procedente de generación, los precios del mercado y la información de las recargas de los VE esperados.

Algunas de las entradas se consideran parámetros estáticos como las capacidades de los almacenamientos, sus potencias de carga y descarga y los límites aceptables para el estado de carga. No obstante, para planificar adecuadamente la recarga del VE, el modelo también requiere información específica proporcionada por el usuario, como el estado inicial de la batería, la cantidad de energía que desea recargar y la ventana temporal disponible para ello.

Módulo de predicción de la demanda

Este módulo predice el consumo energético demandado por el conjunto de todos los edificios. Para su construcción se han estudiado diversos modelos de aprendizaje supervisado propios de *machine learning*, seleccionando una regresión lineal con variables exógenas como el día del año, la temperatura o la humedad relativa entre otras. Inicialmente se ha realizado un análisis exploratorio de una muestra histórica del consumo del campus universitario, en la que se ha podido observar que, para mejorar la calidad de los datos, se debía eliminar los valores atípicos y aplicar técnicas para el manejo de datos faltantes. Además, debido a la naturaleza fluctuante de la demanda, se ha realizado un suavizado de media móvil con la intención de atenuar las irregularidades y mejora la capacidad predictiva del modelo.

Módulo de predicción de la generación

Este módulo predice la generación de energía renovable fotovoltaica del campus universitario. A diferencia del módulo de predicción de la demanda, esta predicción no se basa en modelos propios de *machine learning*, sino en el cálculo de modelos blancos, es decir, este módulo realiza las predicciones de la generación haciendo uso de las ecuaciones que describen el funcionamiento de una instalación fotovoltaica junto con las predicciones de la radiación solar sobre una superficie inclinada obtenida a través de la API de Open-Meteo (<https://open-meteo.com/en/docs/satellite-radiation-api>). Para calcular la potencia de salida de toda la instalación fotovoltaica del campus universitario (P_G) se ha usado la potencia de salida de un módulo de las placas fotovoltaicas (P_T), la irradiación total en plano inclinado del módulo (G_t), el número de módulos fotovoltaicos (N) y la eficiencia del inversor (η_{inv}):

$$P_G = \left(P_T \cdot \frac{G_t}{1000} \right) \cdot N \cdot \eta_{inv}$$

Para calcular la potencia de salida de un módulo se ha usado la potencia nominal del módulo en condiciones estándar (P_{nom}), el coeficiente de temperatura de potencia característico del módulo (γ), la temperatura ambiente (T_{amb}), la irradiación total en plano inclinado del módulo, la irradiación NOCT (G_{NOCT}) – Temperatura Nominal de Operación de las Células, por sus siglas en inglés, la cual se ha tomado como un parámetro fijo de $800 \frac{W}{m^2}$ -, la temperatura NOCT (T_{NOCT}) y la temperatura ambiente en NOCT ($T_{amb,NOCT}$):

$$P_T = P_{nom} \cdot \left[1 + \gamma \cdot \left(T_{amb} + \frac{G_t}{G_{NOCT}} \cdot (T_{NOCT} - T_{amb,NOCT}) - 25^\circ C \right) \right]$$

Módulo de predicción de los precios de la energía

Para poder llevar a cabo la solución planteada es de vital importancia la predicción de los precios de la energía resultantes de la operación energética, la participación en mercados de flexibilidad y la gestión de los diversos activos energéticos. Este tipo de predicciones conllevan desafíos debido al incremento de fuentes de energía renovable con incertidumbre y variabilidad en su producción. Además, el coste marginal es cercano a cero o incluso negativo, como se ha visto en ciertos momentos en el mercado ibérico.

Para obtener las predicciones de los precios de compra y venta de la energía se ha empleado el método *LASSO Estimated AutoRegressive* (LEAR). Este modelo emplea un método autorregresivo a partir de los valores históricos proporcionados, incluyendo penalizaciones en los coeficientes del propio modelo para evitar sobreajustes y haciendo una selección automática de variables, descartando aquellos coeficientes que inducen errores.

Módulo de predicción de los VE esperados

Este módulo de predicción tiene por objetivo estimar las necesidades de recarga de los usuarios recurrentes. Para un día dado, se obtiene la información de los VE esperados a través de los siguientes pasos:

1. **Predicción del número de VE.** En una primera instancia se pretende construir un modelo que sea capaz de predecir el número de VE que van a realizar una carga en un día dado. Para ello se ha realizado un estudio de patrones de comportamiento de cargas haciendo diferentes grupos en función del tipo de día. A partir de esta clasificación y utilizando variables exógenas de calendario (día de la semana, laborables, festivos, etc.), se ha construido un modelo supervisado de regresión mediante *Gradient Boosting Regressor* (GBR). Este modelo permite capturar relaciones no lineales y realizar predicciones en función de las características temporales del día analizado.

2. **Predicción de la hora de llegada de los VE.** Una vez que se conoce que en el día seleccionado se presentará al menos un VE en la estación, se determina la hora en la que comenzará su recarga. Para llevar a cabo esta predicción se han utilizado técnicas estadísticas como la probabilidad muestral y condicional basada en el histórico de cargas.
3. **Predicciones de los patrones de las recargas:** En la última parte de este módulo se predicen tres variables clave de la recarga del VE esperado: su duración, la energía requerida y la potencia máxima utilizada. La duración se estima mediante un modelo supervisado de *machine learning*, concretamente el GBR, cuya variable objetivo es el número de intervalos de tiempo durante los que el VE permanece conectado. Este modelo emplea variables exógenas de tipo calendario. Por otra parte, la energía requerida y la potencia máxima utilizada se estiman como los promedios históricos registrados en recargas similares, teniendo en cuenta el tipo de día y franja horaria correspondiente.

Diseño de las estrategias de flexibilidad

Con el objetivo de desarrollar estrategias de flexibilidad para los sistemas de almacenamiento y las recargas de los VE, se ha diseñado un modelo de optimización lineal que permita tomar decisiones con un enfoque de optimización económica, de esta manera, el modelo propuesto busca minimizar el coste de intercambio energético con la red, teniendo en cuenta las necesidades del VE, las condiciones operativas de los activos y las tarifas horarias de compra y venta de electricidad. La implementación de este modelo se ha realizado en Python utilizando la biblioteca de modelado de optimización *Pyomo*.

La función objetivo se ha descrito matemáticamente de la siguiente manera:

$$\min \left(f_{EV} + \sum_t (P_b[t] \cdot q_b[t] - P_s[t] \cdot q_s[t]) \cdot h \right)$$

Donde $P_b[t]$ y $P_s[t]$ representa las potencias totales que se ha necesitado comprar y vender (respectivamente) en el instante t , $q_b[t]$ y $q_s[t]$ son los precios de compra y venta (respectivamente) asociados a la red eléctrica para el instante de tiempo t , y f_{EV} es la función que tiene por objetivo cargar el VE hasta el estado de carga (SOC) predeterminado por el usuario, h representa el paso de tiempo y permite integrar las potencias y convertirlas en energía.

Para asegurar que las soluciones del modelo sean realistas y aplicables al contexto físico y energético del sistema, se han incorporado diversas restricciones. Estas condiciones permiten garantizar la coherencia de los flujos de energía como el comportamiento técnico de los dispositivos. A continuación, se muestra algunas restricciones que se han utilizado en el diseño y desarrollo del modelo:

- **Restricciones para los balances energéticos.** se incluyen para garantizar que las potencias que ingresan a la red, provenientes de la compra externa (P_b), la generación renovable (P_G), y la extraída mediante la descarga de las baterías (P_{Bt}^d) y de los VE (P_{EV}^d), sea equivalente a la potencia excedente de generación (P_s) más la potencia demandada por los edificios (P_{Bd}), la potencia para cargar las baterías del sistema (P_{Bt}^c) y la potencia para la recarga de los VE (P_{EV}^c). Este tipo de restricción también se incluye para modelar el balance de potencias a nivel del cargador con las variables correspondientes.

$$P_b[t] + P_G[t] + P_{Bt}^d[t] + P_{EV}^d[t] = P_s[t] + P_{Bd}[t] + P_{Bt}^c[t] + P_{EV}^c[t] \quad \forall t$$

Este tipo de restricción también se incluye para modelar el balance de potencias a nivel del cargador con sus variables correspondientes.

- **Restricciones para la no simultaneidad de carga y descarga.** Esta restricción evita que en el mismo instante de tiempo se pueda cargar o descargar un elemento controlable. La formulación también aplica para evitar la compra y venta simultánea de potencia.

$$P_k^c[t] \cdot P_k^d[t] = 0 \quad y \quad P_b[t] \cdot P_s[t] = 0 \quad \forall k \in \{Bt, EV\}, \forall$$

- **Restricciones para modelar del almacenamiento de energía.** Esta restricción permite representar la evolución del estado de la carga (SOC) de las baterías tanto del sistema como la de los VE. Se establece que el SOC debe mantenerse dentro de los límites operativos definidos (SOC_{min} y SOC_{max}) para evitar sobrecargas o descargas profundas que comprometan su vida útil.

$$SOC_{min} \leq SOC[t] \leq SOC_{max} \quad \forall t$$

Además, la evolución temporal del SOC se calcula considerando el valor del instante de tiempo anterior, la capacidad de la batería (CB), las potencias de carga (P^c) y descarga (P^d) y el paso temporal para ayudarnos a convertir las potencias en energía.

$$SOC[t] = SOC[t - 1] + \frac{h \cdot (P^c[t] - P^d[t])}{CB} \quad \forall t$$

Resultados

El modelo propuesto en este trabajo está compuesto por algoritmos de predicción y optimización destinados a la gestión óptima de los recursos energéticos. Cada algoritmo de predicción se ha validado de manera individual empleando métricas ampliamente aceptadas como el error absoluto medio (MAE), la raíz del error cuadrático medio (RMSE) o el coeficiente de determinación (R^2). Dependiendo del tipo de algoritmo se han utilizado todos o parte de las métricas, obteniendo:

Predicción	MAE	RMSE	R^2
Demanda energética	4,425	5,064	0,837
Generación fotovoltaica	2,504	4,700	0,780
Precios de la energía	10,573	-	-
N.º de VE	1,250	-	-
Duración de la carga	0,570	-	-

Tabla I. Métricas de los módulos de predicción

La validación de las estrategias de flexibilidad se ha llevado a cabo en dos fases. En la primera, se generaron distintos conjuntos de datos simulados de vehículos eléctricos (VE), diseñados para representar los cuatro escenarios definidos en el planteamiento del problema. El objetivo de esta fase fue observar el comportamiento del modelo propuesto frente a diferentes condiciones. Durante esta etapa, se prestó especial atención a verificar que los requerimientos de carga establecidos por los usuarios se cumplieran correctamente. En los casos en que existían restricciones de carga, se comprobó que el modelo lograba alcanzar el SOC requerido dentro de las franjas horarias especificadas, aprovechando al máximo la disponibilidad de energía renovable.

Entre estas validaciones se ha construido la solicitud de una carga inteligente de un VE (NR), con una capacidad de batería de 63 kWh y que requiere un 70% de energía entre las 07:00 y 15:00 h. Adicionalmente se esperan dos VE más, VE1 y VE2 con la siguiente información: capacidades de batería de 82 y 60 kWh, con demanda de carga del 50% en ambos vehículos entre las franjas horarias de las 09:00-11:00 h y las 12:00-17:00 h, respectivamente.

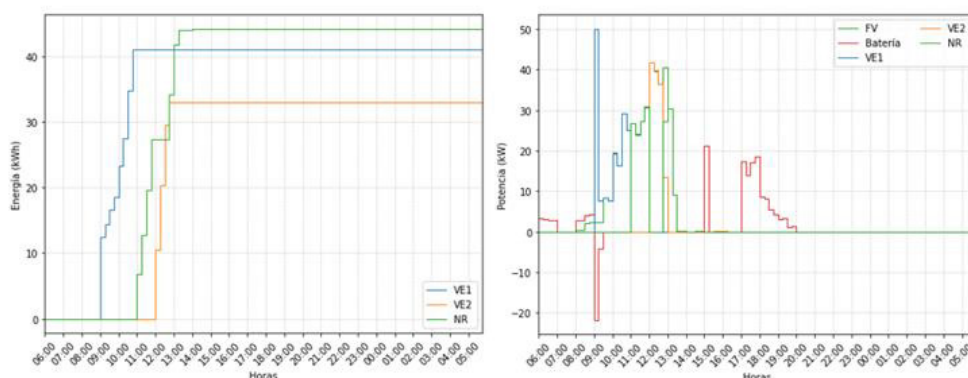


Figura 1. Energía almacenada en los VE y la gestión de las potencias en el sistema

En la imagen de la izquierda de la Figura 1 se aprecia que la propuesta de recarga ofrecida al vehículo NR se encuentra entre las 11:00 y las 14:45, respetando el horario establecido por el usuario. Observando la energía suministrada, se aprecia que en los tres vehículos se ha conseguido insertar toda la energía requerida. Además, en la imagen de la derecha se muestra que el modelo de optimización propone una hora de inicio de recarga cercana al momento en el que se cuenta con mayor energía renovable disponible.

La segunda fase ha consistido en obtener los resultados al evaluar el modelo propuesto utilizando pruebas reales en un entorno controlado. En esta fase se ha vuelto a validar el cumplimiento de los requerimientos de los VE. Además, en esta fase se ha hecho hincapié en corroborar el aprovechamiento de las energías renovables disponible comparando las cargas inteligentes con las cargas inmediatas.

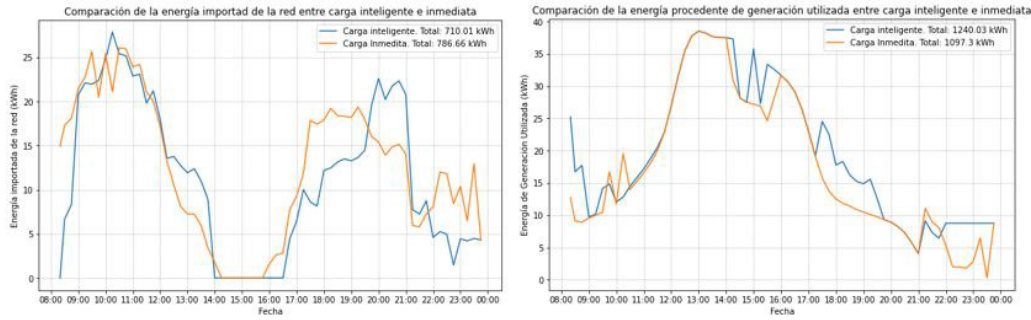


Figura 1. Consumo de la energía importada de la red y energía utilizada procedente de generación

La figura 2 se compone de dos imágenes. La de la izquierda muestra la energía importada de la red durante un día específico, comparando la carga inteligente con la carga inmediata. La de la derecha representa, para la misma solicitud y día, la energía total proveniente de generación utilizada por el sistema. En la imagen izquierda se observa una reducción aproximada de 75 kWh en la energía importada de la red al aplicar la estrategia de carga inteligente. Por otro lado, la imagen derecha evidencia un mayor aprovechamiento de la generación local, lo que refuerza el impacto positivo de la carga inteligente tanto en costes como en eficiencia energética.

Para poder observar si el coste energético se mejora habiendo flexibilizado la recarga de un VE, se ha construido un indicador porcentual (IR) que contemple los ingresos obtenidos por la comercializadora a través de la flexibilidad ($IngM$), el coste de arbitraje de las baterías (C_a) y el coste de la energía del sistema (C_e):

$$IR = \left(1 - \frac{C_e - IngM - C_a}{C_e}\right) \cdot 100$$

$IngM$ son los ingresos obtenidos por la comercialización, sabiendo que P_{CP}^{max} es la potencia máxima del punto de recarga, se tiene:

$$IngM = \sum_t [q_s[t] \cdot P_{Bt}^d[t] \cdot h + q_s[t] \cdot (P_{CP}^{max} - P_{EV}^c) \cdot h]$$

El ahorro por arbitraje C_a se obtiene haciendo uso del precio de compra, el precio máximo de compra para el día establecido (q_b^{max}) y la energía utilizada para carga las baterías:

$$C_a = \sum_t (q_b^{max} - q_b[t]) \cdot P_{Bt}^c \cdot h$$

Finalmente, el coste de la energía C_e se calcula con la siguiente fórmula:

$$C_e = \sum_t q_b[t] \cdot (P_{EV}^c[t] + P_{Bt}^c[t] + P_{Bd}^c[t]) \cdot h$$

Tras evaluar este indicador en varias semanas a través de las recargas guardadas en la segunda fase de validación se ha podido comprobar que el usuario final vería una reducción en el coste económico por encima del 10%.

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Los resultados obtenidos en este trabajo demuestran el potencial del modelo propuesto para mejorar la gestión energética mediante la integración del VE como una carga dinámica. Esta estrategia no solo optimiza el uso de los recursos energéticos, sino que también permite alinear las necesidades de movilidad con los objetivos energéticos del sistema, reduciendo costes operativos y mejorando el aprovechamiento de la generación renovable. Las predicciones generadas ofrecen una base sólida para anticipar el comportamiento de variables clave, aunque su precisión sigue estando condicionada por la calidad y disponibilidad de los datos históricos empleados.

A pesar de que la validación se ha realizado sobre un entorno controlado y con un volumen limitado de datos, los resultados indican una mejora clara en la eficiencia energética y una reducción de la dependencia de la red. Como línea futura de trabajo, se pretende ampliar la muestra histórica a partir de la incorporación de nuevos datos, con el objetivo de hacerla más representativa y mejorar su calidad. Esto permitirá comparar distintos enfoques predictivos y avanzar hacia sistemas de planificación energética en tiempo real, más robustos y adaptativos. Adicionalmente, la integración de funcionalidades V2G y V2H en infraestructuras de recarga en corriente continua representaría una evolución natural del modelo, con un alto potencial para incrementar las capacidades de flexibilidad del sistema. No obstante, su despliegue requiere avances en interoperabilidad, actualización tecnológica por parte de los fabricantes de VE y puntos de recarga, acompañada de la capacitación técnica de los distintos actores implicados. Además, sería imprescindible la adecuación del marco regulatorio que contemple expresamente estos nuevos flujos bidireccionales, que defina responsabilidades técnicas y comerciales claras, y permita la integración efectiva de estos recursos distribuidos en los esquemas de operación y planificación del sistema eléctrico. La aceptación e implantación de los mercados de flexibilidad permitiría a un agregador independiente contar con una instalación de estas características, disponiendo así de diversos activos energéticos flexibles y pudiendo activar esta flexibilidad en caso de una oportunidad económica favorable o un evento que afecte a la calidad del suministro.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido realizado en el marco del proyecto GEDERA, financiado por el Centro para el Desarrollo Tecnológico y la Innovación (CDTI), del Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades, bajo la referencia 00154891 / MIG-20221022. Los autores agradecen la colaboración activa de todos los socios del consorcio por su apoyo y contribuciones, gracias a las cuales ha sido posible el desarrollo de este estudio en su totalidad.

REFERENCIAS

- [1] Berna-Escriche, C., Álvarez-Piñeiro, L. & Blanco, D., 2025, Optimization of solar generation and battery storage for electric vehicle charging with demand-side management strategies, *World Electr. Veh. J.*, vol. 16, no. 6, p. 312.
- [2] Boyd, S. & Vandenberghe, L., 2004, *Convex Optimization in Practice*, SIAM Review, 45(2), pp. 194–196.
- [3] Lago, J., Marcjasz, G., De Schutter, B. & Weron, R., 2021, Forecasting day-ahead electricity prices: A review of state-of-the-art algorithms, best practices and an open-access benchmark, *Applied Energy*, vol. 293, 116983.
- [4] Liu, Z., Wen, F. & Ledwich, G., 2020, Optimal scheduling of community energy storage systems, *IEEE Transactions on Smart Grid*.
- [5] Martín-Crespo, A., Hernández-Serrano, A., Arnan, R., Belda-González, A. & Gabaldón Moreno, A., 2022, SunHorizon advanced control system and proactive maintenance tool: Case study in Latvia, in *Proc. CLIMA 2022 The 14th REHVA HVAC World Congress*, Rotterdam, Netherlands, pp. 1–8.
- [6] Morsy Nour, M., Chaves-Ávila, J. P., Troncia, M., Sánchez-Mirallas, Á. & Ali, A., 2025, Optimal planning and operation of energy community DERs considering local energy trading and uncertainties, *Results in Engineering*, vol. 26, p. 100957.
- [7] Parra, D., Walker, G. S. & Gillott, M., 2017, Modeling and optimization of energy storage in buildings, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- [8] S. Rojas-Innocenti, E. Baeyens, A. Martín-Crespo, S. Saludes-Rodil, and F. Frechoso Escudero, "A robust optimization framework for flexible industrial energy scheduling: Application to a cement plant with market participation.
- [9] Shao, S., Dong, Z. & Wu, J., 2016, Joint optimization of energy storage and renewable energy for microgrid applications, *Energy Conversion and Management*.

MEJORA EN LA GESTIÓN DE ACTIVOS DE PLANTAS RENOVABLES HÍBRIDAS GRACIAS A LA OPTIMIZACIÓN MULTI-MERCADO Y LOS CONTRATOS BILATERALES CON COMUNIDADES ENERGÉTICAS LOCALES

Amaia González-Garrido – Investigadora, TECNALIA, Basque Research and Technology Alliance (BRTA)

Maider Santos-Mugica – Investigadora Senior, TECNALIA, Basque Research and Technology Alliance (BRTA)

Carlos Madina – Gestor de Proyectos e Inv. Senior, TECNALIA, Basque Research and Technology Alliance (BRTA)

José García Franquelo – Director de Innovación, Isotrol

Beatriz Fernández Jiménez – Consultora de Mercados Eléctricos, Isotrol

Daniel Capitán Agudo – Gestor de Proyectos Innovación, Isotrol

Resumen: El sector eléctrico español atraviesa una transformación profunda, impulsada por cambios regulatorios, una creciente penetración de energías renovables y una gran volatilidad de los precios de mercado. En este contexto, se propone una solución de optimización multi-mercado para plantas fotovoltaicas híbridas con almacenamiento, desarrollada en el marco del proyecto GENERDIS. Esta solución plantea una estrategia de optimización secuencial que maximiza los ingresos esperados mediante la participación coordinada en los mercados diario, intradiario y de servicios de balance, así como la consideración de contratos bilaterales con comunidades energéticas. Los resultados anuales durante 2024 muestran una mejora en los ingresos superior al 30 % gracias a la participación en múltiples mercados y en regulación secundaria, respecto del caso base que considera únicamente la participación en el mercado diario de la planta solar sin baterías. Se gestiona eficazmente el *curtailment* solar en escenarios de precios cero y se optimiza el uso del almacenamiento en los periodos de precios pico y valle. Esto garantiza una operación inteligente para los gestores de plantas híbridas. Además, se cumple el Programa en Tiempo Real en un 99,9 %, consiguiendo una operación segura para el operador del sistema. Con una mayor volatilidad de los precios, la implantación de programas cuarto-horarios y los nuevos diseños de los mercados de balance, se prevé un incremento de los ingresos gracias al optimizador multi-mercado de estas instalaciones en los próximos años.

Palabras clave: Almacenamiento Eléctrico; Comunidades Locales de Energía; Flexibilidad; Gestión de Activos; Optimización Multi-Mercado; Plantas Híbridas; Mercados Eléctricos; Regulación; Servicios de Balance; Sistemas Energéticos Integrados.

INTRODUCCIÓN Y MOTIVACIÓN DE LA SOLUCIÓN

En los últimos años, el sector eléctrico español está experimentando grandes cambios tanto en su marco regulatorio europeo y nacional, como en la propia dinámica de los mercados. Un hito clave fue la aprobación del Real Decreto-ley 23/2020, que abrió la puerta a la hibridación de tecnologías renovables. Sin embargo, los procedimientos de operación que regulan los servicios de balance no fueron actualizados hasta 2024, permitiendo de manera efectiva la participación de instalaciones híbridas y facilitando así su integración en las plataformas europeas de balance.

Estos cambios normativos coinciden con una creciente frecuencia de precios cero e incluso negativos en el mercado diario de electricidad. Durante 2024, cerca del 10 % de las horas registraron precios inferiores a 1 €/MWh, una situación que se ha intensificado en la primera mitad de 2025. Todo ello apunta a un cambio estructural en la formación de precios, impulsado por un *mix* energético cada vez más dominado por renovables. Esta evolución representa un desafío creciente para la viabilidad económica de estos activos, especialmente para la solar fotovoltaica (PV), cuya tasa de apuntamiento sobre el precio del mercado diario se situó en torno al 65 % en 2024 (Ramírez et al., 2025).

Por este motivo, la participación en los mercados de balance se presenta como una oportunidad para aumentar la rentabilidad de los activos renovables, así como la integración y uso de sistemas de almacenamiento eléctrico. En la literatura científica, se han propuesto multitud de técnicas avanzadas de optimización en esta temática como las planteadas por (González-Garrido et. al, 2020), (Silva, 2022), (Santosuoso, 2024) y (Koubar, 2025). No obstante, la operativa real de las plantas fotovoltaicas en España sigue siendo, en muchos casos, limitada y poco sofisticada como se ha expuesto por (Vicente-Figueirido, 2025). En este contexto, es necesario que los representantes y agentes de mercado mejoren sus estrategias operativas, participando de una manera más optimizada en múltiples mercados y hagan un uso eficiente del almacenamiento eléctrico para mitigar la volatilidad de precios y maximizar los ingresos.

En el marco del proyecto GENERDIS, se han desarrollado múltiples soluciones innovadoras para la gestión inteligente y optimizada de recursos energéticos distribuidos, orientadas a la optimización de la gestión de la operación de plantas híbridas y de la flexibilidad de la demanda de las Comunidades Energéticas (CE) hacia una red de distribución activa.

En esta comunicación se describe la solución desarrollada en el marco del proyecto GENERDIS para la optimización de plantas fotovoltaicas con almacenamiento en múltiples mercados eléctricos, incluyendo la participación en los mercados de energía y balance, incluyendo la consideración de un contrato bilateral de entrega de energía a la CE local. Esta solución proporciona una estrategia de optimización secuencial que maximiza la rentabilidad de la planta híbrida, respondiendo a las señales de mercado de una manera eficiente y con un alto grado de cumplimiento. Se presentan los resultados tecno-económicos anuales de una planta fotovoltaica tipo operando durante el año 2024.

CAMBIOS RECIENTES EN LA REGULACIÓN

En este apartado se resumen los cambios normativos más recientes que afectan directamente al ámbito de esta comunicación. La Tabla I recoge las principales actualizaciones relativas al mercado interior de la energía, los servicios de balance y la hibridación de tecnologías, atendiendo a la Hoja de Ruta de Red Eléctrica de España en 2025.

Normativa aplicable	Revisión de los cambios recientes y situación actual
Hibridación renovable	La posibilidad de hibridación renovable, aprobada en 2020 (<i>Real Decreto-ley 23/2020</i>), abrió la puerta al almacenamiento como tecnología clave para mejorar la gestión y apoyar la participación de las renovables en múltiples mercados eléctricos y otros servicios. Se entiende por “hibridación” a aquellas instalaciones de generación de electricidad híbridas que incorporen varias tecnologías siempre que, al menos una de ellas, utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore instalaciones de almacenamiento. En el <i>Procedimiento de Operación P.O. 3.1 “ANEXO II Unidades de programación”</i> se recoge la organización de las unidades de programación híbridas y unidades físicas, para su participación en el mercado. Tras la actualización en junio de 2024 de los Procedimientos de Operación de balance (<i>P.O. 7.2 y P.O. 7.3</i>), se habilitó de forma efectiva la participación de las UPs con hibridación en los servicios de ajuste del sistema.
Mercado Diario (MD)	La <i>Resolución de 28 de febrero de 2025 de la CNMC</i> publica las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad para su adaptación a la negociación cuarto-horaria (15 min.) y a la nueva tipología de ofertas del mercado diario. Sin embargo, a fecha de 23 de mayo de 2025, se ha aplazado la adaptación de los procesos de programación cuarto-horario previsiblemente hasta octubre del 2025.
Mercado Intradiario (MI)	Desde el 1 de mayo de 2025, el MI en España opera con una resolución temporal de 15 minutos (<i>Market Time Unit, MTU 15'</i>), en cumplimiento del <i>Reglamento (UE) 2017/2195</i> y el acoplamiento intradiario único (<i>Single Intraday Coupling, SIDC</i>) para la negociación y liquidación de energía en intervalos mínimos de 15'. El MI incluye las subastas intradiarias (<i>Intraday Auctions, IDA</i>) y Mercado Intradiario Continuo (MIC).
Mercado Intradiario de Subastas (en inglés, IDA)	Hasta el 13 de junio de 2024, se celebraban seis subastas diarias. El <i>Procedimiento de Operación P.O. 3.1</i> recoge los horarios de cierre de las tres subastas del IDA (10h, 15h y 22h) con una casación marginalista, correspondiendo con los horarios de las subastas intradiarias europeas del SIDC.
Mercado Intradiario Continuo (MIC)	El MIC comenzó a operar en España el 12 de junio de 2018. En el MIC, las ofertas se pueden presentar y casar de forma continua hasta una hora antes del periodo de entrega, mediante una casación al precio de la oferta “ <i>pay-as-bid</i> ”. El MIC opera ya con resolución MTU 15' desde el 1 de mayo de 2025.
Sistema de Regulación Secundaria (SRS o en inglés aFRR)	El 19 de noviembre de 2024 se implantó en España el nuevo Sistema de Regulación Secundaria (SRS), diseñado para adaptarse a los requisitos de la plataforma Europea PICASSO. La conexión efectiva a la plataforma PICASSO fue realizada el 17 de junio de 2025, permitiendo la activación automática de reservas de regulación secundaria (aFRR), que dan respuesta a las desviaciones de frecuencia en tiempo real.
Regulación terciaria (en inglés, mFRR)	El 10 de diciembre de 2024 se produjo la conexión del sistema peninsular a la plataforma europea MARI, para llevar a cabo la activación manual de reservas de regulación terciaria (mFRR). El 17 de diciembre de 2024, se llevaron a cabo los primeros intercambios de energía de balance a través de MARI.
Liquidación de Desvíos (en inglés, ISP)	El 1 de diciembre de 2024 se implantó la liquidación cuarto-horaria de los desvíos <i>Imbalance Settlement Period (ISP 15')</i> de las unidades de programación que no participan en balance dividiendo entre cuatro su medida horaria. Desde el 1 de mayo de 2025 y una vez en servicio el MTU 15' en MI, se ha puesto en marcha el cálculo de la medida cuarto-horaria de las unidades de programación.
Contratos bilaterales	El <i>Procedimiento de Operación P.O. 3.1 “ANEXO III Contratos bilaterales con entrega física”</i> se recoge el procedimiento para dar de alta y posteriormente nominar contratos bilaterales con entrega física.
Isla controlada	Actualmente, no existe una regulación específica para la operación controlada en isla dentro del sistema eléctrico peninsular español. El <i>P.O. 1.6</i> publicado en 2009 contempla los planes de seguridad, las actuaciones ante situaciones de apagón, el arranque autónomo de centrales y la recuperación del sistema. La <i>IEC TS 62898-2:2018</i> proporciona las funcionalidades de operación, gestión y control de microrredes.
Nuevo servicio de control de tensión	Actualmente, está en marcha el piloto de demostración regulatoria (<i>sandbox</i>), que permite a grandes consumidores participar en el control de tensión. Recientemente, la CNMC ha aprobado el nuevo <i>P.O. 7.4</i> el 12 de junio de 2025. Según la hoja de ruta, se espera la realización de la Fase 1 para la prestación del servicio con consignas en tiempo real a finales de 2025; y la Fase 2 con los mercados de reactiva en 2026.

Tabla I. Resumen de los cambios recientes relacionados con el objeto de la solución de optimización multi-mercado.

DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PLANTAS HÍBRIDAS

La solución desarrollada para la optimización de la operación de las plantas híbridas engloba una serie de módulos y funcionalidades que mejoran la toma de decisiones y operativa de las plantas híbridas, no solo en el mercado eléctrico. En la Figura 1 se presenta un breve diagrama de bloques de la solución desarrollada dentro del proyecto GENERDIS.

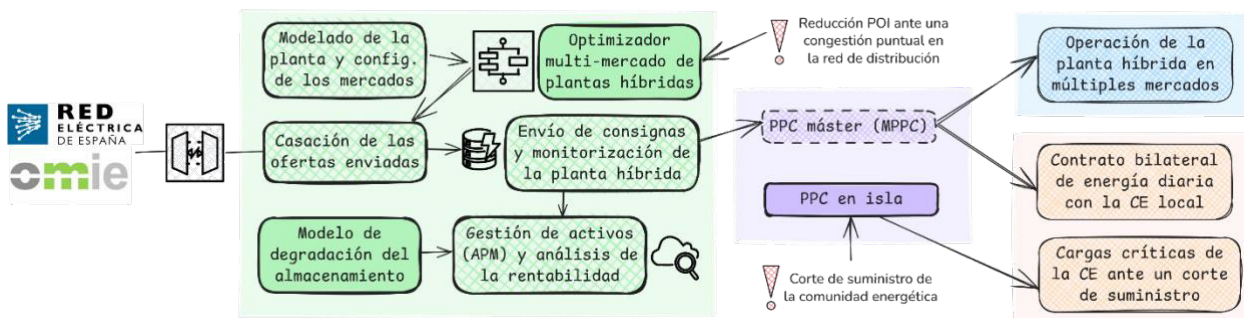


Figura 1. Diagrama de bloques de la solución desarrollada para plantas híbridas dentro del proyecto GENERDIS.

Optimización secuencial en múltiples mercados de las plantas híbridas

Debido a la posibilidad reciente de la hibridación renovable y su participación en servicios de ajuste como los mercados de balance, la solución desarrollada propone una optimización avanzada de las plantas híbridas en estos mercados secuenciales que mejora la gestión de los activos renovables y su operativa en el mercado eléctrico. Dicha estrategia ha sido desarrollada y mejorada a partir del enfoque innovador planteado por (González-Garrido et. al, 2020).

Se ha realizado el modelado energético de una planta renovable híbrida, pudiendo considerar el acoplamiento del sistema de almacenamiento en corriente continua (DC) o alterna (AC, tras el inversor solar). La solución desarrollada permite el diseño y configuración de los mercados eléctricos para los cuales se quiere realizar una optimización de las ofertas, incluyendo el mercado diario, el mercado intradiario y/o los mercados de balance. De esta manera, es posible configurar y adecuar las horas de cierre de cada mercado y su horizonte de negociación, así como otras reglas de mercado (ofertas mínimas, ofertas máximas, precio ofertado, casación, ofertas complejas multi-mercado, etc.).

El objetivo del optimizador multi-mercado es la maximización de los ingresos en el mercado durante el horizonte de negociación atendiendo a las previsiones de precios o precios de referencia, incluyendo: 1) los ingresos/costes por las ofertas en el mercado diario, 2) los ingresos/costes por las ofertas de venta/compra en el mercado intradiario continuo, 3) los ingresos por la reserva de energía o potencia en los mercados de balance, 4) los ingresos/costes por la activación de energía en los mercados de balance y 5) el coste proporcional de la degradación del almacenamiento por ciclado. Además, se incluyen otros términos no técnicos para evitar los desvíos de energía o penalizaciones por incumplimiento de los programas, lo que permite operar la batería dentro de unos márgenes operativos seguros.

Entre las restricciones técnicas más reseñables y novedosas de esta solución se encuentran: 1) la posibilidad de carga del almacenamiento desde la red, 2) la limitación del uso excesivo de la batería en función de unos ciclos máximos diarios, 3) la posibilidad de ofertas horarias o cuarto-horarias, 4) la gestión de un portfolio de plantas híbridas, 5) la casación conjunta de las ofertas de energía y reserva, 6) la actualización intradía, o 7) la reserva de energía para la CE mediante un Contrato Bilateral con entrega Física de energía (CBF), o bien a través de un contrato bilateral de compra-venta de energía, conocido como PPA (en inglés, *Power Purchase Agreement*). Por último, este algoritmo es capaz de reducir dinámicamente la potencia máxima en el punto de interconexión, proporcionando así flexibilidad al gestor de la red de distribución en situaciones de congestión puntual, a través de los mercados locales de flexibilidad.

Tras la optimización, se simula la casación total o parcial de las ofertas por parte de OMIE y REE. Adicionalmente, se ha desarrollado un modelo de degradación del sistema de almacenamiento, considerando la pérdida de capacidad por el ciclado y por calendario, el cual puede ser caracterizado en función de la química y del fabricante del sistema. Los datos de salida de la solución se almacenan en archivos CSV (u otros formatos compatibles), lo que permite su integración con herramientas comerciales de monitorización de la planta y su envío al PPC máster de la instalación.

Mejora de las funcionalidades del controlador de planta en isla

Dentro del proyecto GENERDIS, se ha desarrollado un sistema avanzado de control denominado *Power Plant Controller* (PPC), que ha permitido ampliar las capacidades de la planta híbrida para ofrecer servicios de regulación de tensión y frecuencia en situaciones de corte de suministro con la red eléctrica externa. Frente a este escenario, la planta híbrida y la comunidad energética se integran en una microrred autónoma y controlada, donde se prioriza el suministro eléctrico a las cargas esenciales de la comunidad durante el mayor tiempo posible, teniendo en cuenta los recursos disponibles. El PPC gestiona el proceso de desconexión y la reconexión a la red principal de forma segura y coordinada.

El funcionamiento del PPC se basa en una lógica de control adaptativa que varía según el modo de operación. Si la desconexión es planificada, antes de producirse se reduce al máximo el intercambio de potencia con la red y se activa el modo de control de tensión en el equipo *grid-forming*, encargado de mantener la estabilidad eléctrica en la isla. Esto evita la formación de una isla sin control. En caso de desconexión inesperada, como por disparo de una protección, el modo de control de tensión se activa de forma inmediata y se recalculan las consignas de potencia para estabilizar la frecuencia y garantizar el suministro a las cargas. Durante el funcionamiento en isla, el PPC regula la frecuencia de la microrred ajustando los parámetros de los *droops* potencia-frecuencia (P-f), que permiten mantener la estabilidad del sistema. Además, se controlan de forma independiente la tensión y la frecuencia, lo que permite realizar ajustes automáticos en caso de desviaciones entre la potencia demandada y la asignada.

Cuando se permite la reconexión con la red, el PPC inicia un proceso de verificación para asegurar que las tensiones de las tres fases estén sincronizadas dentro de un margen aceptable. Si se cumple esta condición, ajusta la frecuencia y la tensión de la microrred y ordena la reconexión, reestableciendo la operación en modo paralelo con la red principal.

CASO DE ESTUDIO

En esta comunicación se ha planteado un caso de estudio genérico, no vinculado específicamente al caso de uso del *living lab* del proyecto GENERDIS. Esta decisión responde al objetivo de ampliar el alcance del análisis y validación, proporcionando una visión más representativa y extrapolable a nivel nacional de la solución planteada. La validación funcional de la solución se ha llevado a cabo en un entorno de programación en Python, utilizando la librería *Pyomo* para la formulación y resolución del problema de Programación Lineal Entera Mixta (MILP, por sus siglas en inglés).

En este caso de estudio, se ha escalado el perfil agregado de generación fotovoltaica a nivel nacional con el fin de representar de forma más realista la operativa media de las plantas solares en España. Asimismo, se han empleado los precios horarios del mercado ibérico correspondientes al año 2024. Ambos conjuntos de datos están disponibles públicamente a través del portal web o la API de ESIOS (<https://www.esios.ree.es/es>). En la Figura 2, se presenta la distribución del precio del mercado diario y precio medio capturado por la PV durante 2024 (Ramírez et. al, 2025), considerando que la generación solar anual, sin errores de previsión, es casada en su totalidad en el mercado diario.

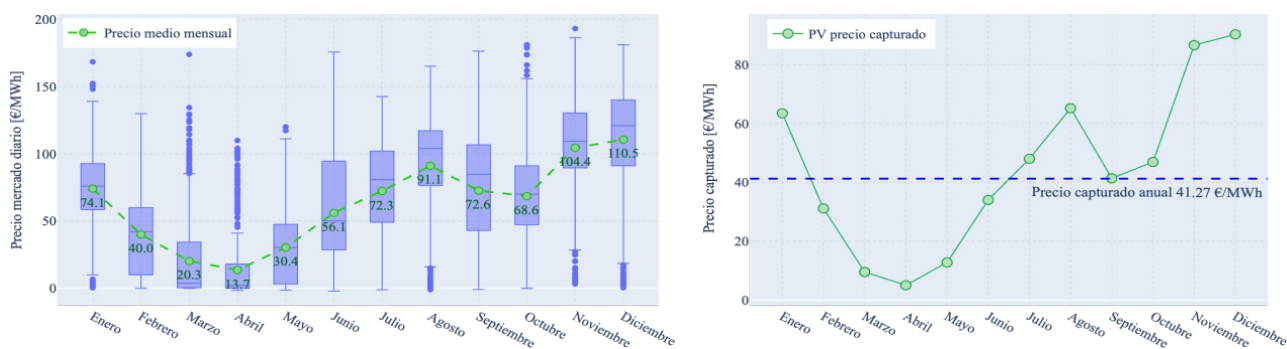


Figura 2. (a) Distribución del precio mensual del mercado diario. (b) Precio medio capturado mensual y anual de la PV en 2024.

Se ha considerado la participación en los mercados diario, intradiario continuo y de regulación secundaria durante 2024, con el objetivo de realizar arbitraje de precios y ajustes de energía a lo largo del día en función de los errores de predicción solar o las activaciones del servicio. Debido a que algunos productos de mercado son horarios y otros cuarto-horarios, el proceso de optimización se ha realizado con resolución horaria. Cabe señalar que la optimización cuarto-horaria mejorará aún más la participación y gestión energética de la planta híbrida. Además, se asume conocimiento perfecto de los perfiles de precios, lo que permite estimar el potencial beneficio durante el año 2024.

En cuanto al diseño y dimensionamiento de la planta híbrida, se ha considerado una planta fotovoltaica de 100 MWp, con un sistema de almacenamiento eléctrico de 20 MW y dos horas de almacenamiento (40 MWh) conectado en AC. Se han considerado los perfiles de generación prevista y medida solar fotovoltaica a nivel nacional, escalada a una planta de 100 MWp con una ratio de generación anual de 1600 MWh/MWp, típico de una zona del centro peninsular.

Por último, se ha establecido un contrato bilateral con la CE, correspondiente al 20 % de la generación total, a un precio fijado de 63 €/MWh, siendo igual al precio medio anual del mercado diario (63,04 €/MWh), con el objetivo de ofrecer una alternativa económicamente atractiva tanto para el productor como para los consumidores de la CE.

RESULTADOS OBTENIDOS Y DISCUSIÓN

En este apartado se presentan los resultados tecno-económicos anuales conseguidos gracias a la participación multi-mercado de la planta híbrida. El análisis incluye tanto la estrategia convencional basada exclusivamente en la venta de energía en el mercado diario ("MD_noESS"), como una serie de escenarios avanzados que incorporan el apilamiento de múltiples mercados: la integración del sistema de almacenamiento para la mitigación de desvíos ("MD_ESS"), la participación en el mercado intradiario continuo con fines de arbitraje de precios ("MD_MIC"), la participación en servicios de balance como la regulación secundaria ("MD_MIC_aFRR"), y finalmente, la consideración del contrato bilateral de energía con la comunidad energética ("MD_MIC_aFRR_CE"). Este análisis permite cuantificar el impacto económico y operativo del apilamiento de mercados durante 2024, permitiendo responder dinámicamente a las señales del Operador del Sistema (OS) de manera fiable y gestionar de forma eficiente el almacenamiento. Como se muestra en la Figura 3, la participación en el mercado intradiario continuo permite realizar un redespacho de la energía solar en función de la actualización de previsiones y realizar arbitraje de precios, alcanzando un precio medio capturado que ronda los 43,91 €/MWh. Gracias al optimizador multi-mercado, la participación del mercado de regulación secundaria mejora la rentabilidad en un 32,3 % (de 36,47 a 48,24 €/MWh), cumpliendo en todo momento con el Programa en Tiempo Real (PTR) y respondiendo a las consignas de activación del servicio de regulación secundaria. Por último, se plantea un contrato bilateral con la comunidad energética a un precio competitivo, lo que permite alcanzar un precio capturado de 51,76 €/MWh, un incremento del 42 % respecto al caso base "MD_noESS".

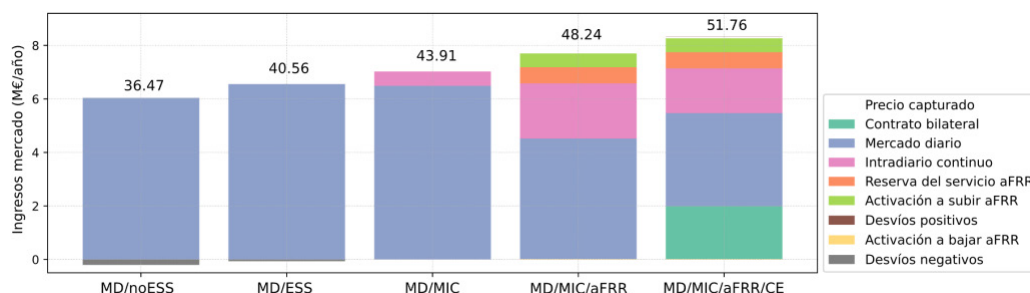


Figura 3. Comparativa de ingresos anuales entre diferentes estrategias de mercado y precio medio capturado.

La Figura 4 presenta, mediante el uso de diagramas de temperatura o *heatmaps*, la evolución anual de la generación solar, la inyección de potencia en el punto de interconexión (POI) y el estado de carga (SoC) del almacenamiento durante el año. En la gráfica central se observa la inyección de potencia en el POI a lo largo del año, la cual corresponde en un 99,9 % con el Programa en Tiempo Real (PTR) requerido por el OS. Durante los meses de primavera se aprecia un mayor *curtailment* solar, debido a los precios cero y negativos, de modo que el optimizador multi-mercado opta por no vender la energía a precios bajos en el mercado diario. Como se muestra en la gráfica de la derecha, el sistema de almacenamiento realiza aproximadamente dos ciclos diarios y presta el servicio de regulación secundaria a lo largo del día. Durante la noche, realiza compras de energía en el MIC para cargar la batería con el objetivo de descargarla posteriormente en el periodo pico de precios al amanecer. En horas diurnas, el sistema de almacenamiento vuelve a cargarse con energía excedente de la PV, aprovechando así los precios valle, y posteriormente, se descarga coincidiendo con las horas del anochecer, optimizando así el arbitraje de precios y respondiendo al PTR sin desvíos.

Con los recientes cambios normativos en 2025 y tendencias de mercado, se espera obtener mejores ingresos debido a la programación cuarto-horaria, una mayor caída de precios diurnos, el incremento de los costes de servicios de balance y de los desvíos y la posibilidad de actualizar la reserva disponible, entre otros. La estrategia de participación puede ser más agresiva, en función del riesgo a asumir y la cartera renovable. En este contexto, el optimizador multi-mercado se posiciona como una herramienta clave para maximizar la rentabilidad en escenarios presentes y futuros.

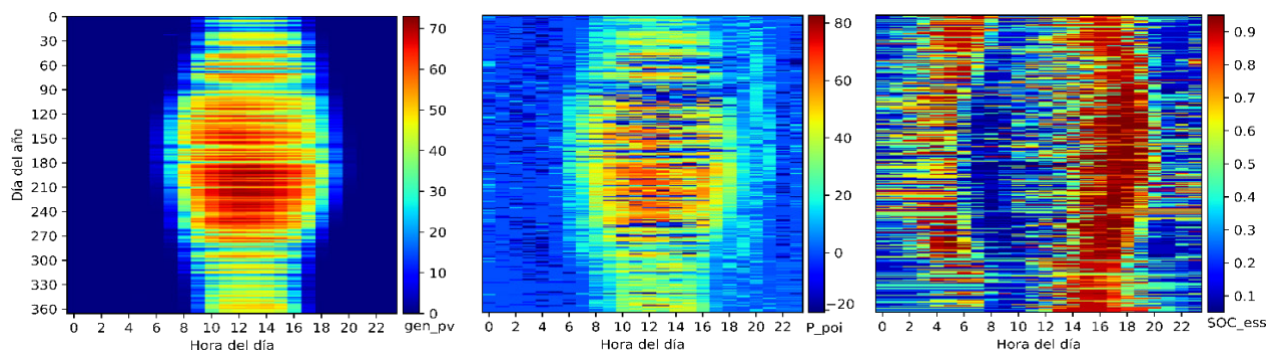


Figura 4. Diagramas de temperatura de la generación solar, inyección de potencia en el POI y SoC del almacenamiento durante todas las horas del año para la estrategia de mercado más avanzada (mercado diario, intradiario, regulación secundaria y CE).

CONCLUSIONES

Se puede concluir que el optimizador multi-mercado desarrollado en el proyecto GENERDIS mejora significativamente la rentabilidad de las plantas híbridas renovables al permitir su participación conjunta en los mercados de energía y reserva. La participación en el mercado de secundaria ha incrementado los ingresos en un 32,3 %, cumpliendo el PTR en un 99,9 % a lo largo del 2024. Esto demuestra que la estrategia multi-mercado es fiable y evita incumplimientos tanto del programa de energía como en los servicios de balance. Además, se gestiona eficientemente el sistema de almacenamiento mediante los periodos diarios de precios pico y valle, así como el *curtailment* en escenarios de precios cero del mercado. Debido a los cambios en el diseño de los mercados y volatilidad de precios, se prevé que los ingresos multi-mercado aumenten en los próximos años gracias a esta estrategia optimizada. Este optimizador está siendo validado por Isotrol en el marco de los productos BLUENCE para la gestión y operación de plantas renovables y de comercialización de la energía generada, lo que representa un paso clave hacia su aplicación futura en entornos reales.

AGRADECIMIENTOS

Los autores de esta comunicación quieren agradecer la financiación del proyecto “GENERDIS: Investigación en nuevas tecnologías fotovoltaicas, almacenamiento y gestión energética para la GENERación DISTRibuida bajo el paradigma de las comunidades energéticas” (MIG-20221069, <https://generdis.com/>), en el marco de la Convocatoria CDTI Misiones Ciencia e Innovación 2022, que ha permitido llevar a cabo esta investigación y el desarrollo de la solución presentada.

REFERENCIAS

- [1] González-Garrido, A., Gaztañaga, H., Saez-de-Ibarra, A., Milo, A., & Eguia, P. (2020). Electricity and reserve market bidding strategy including sizing evaluation and a novel renewable complementarity-based centralized control for storage lifetime enhancement. *Applied Energy*, 262, 114591.
- [2] Koubar, M., Lindberg, O., Lingfors, D., Huang, P., Berg, M., & Munkhammar, J. (2025). Techno-economical assessment of battery storage combined with large-scale photovoltaic power plants operating on energy and ancillary service markets. *Applied Energy*, 382, 125200.
- [3] Ramírez Mendoza, J. E., González-Garrido, A., López Ropero, I., & Aranzabal Santamaria, I. (2025). Analysis of near-zero prices in the Iberian electricity market and their impact on the profitability of renewable photovoltaic plants. *21st International Conference on the European Energy Market (EEM25)*, Lisboa.
- [4] Santosuosso, L., Camal, S., Liberati, F., Di Giorgio, A., Michiorri, A., & Kariniotakis, G. (2024). Stochastic economic model predictive control for renewable energy and ancillary services trading with storage. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 38, 101373.
- [5] Silva, A. R., Pousinho, H. M. I., & Estanqueiro, A. (2022). A multistage stochastic approach for the optimal bidding of variable renewable energy in the day-ahead, intraday and balancing markets. *Energy*, 258.
- [6] Vicente-Figueirido, I., González-Garrido, A., Jimeno, J., Madina, C., Gómez-Arriola, I., & Zubiria, A. (2025). A comparative analysis of the market bidding decisions of operational PV plants during near-zero prices in the Spanish electricity markets. *21st International Conference on the European Energy Market (EEM25)*, Lisboa.

ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DEL USO DE BATERÍAS DE SEGUNDA VIDA PARA EL SOPORTE A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EDIFICIOS

Ignacio Latre-Ayen, Investigador – técnico, CIRCE Centro Tecnológico (Zaragoza)

Carlos Costa-Sos, Investigador – técnico, CIRCE Centro Tecnológico (Zaragoza)

Dr. Javier Ballestin-Fuertes, Investigador, CIRCE Centro Tecnológico (Zaragoza)

Antonio-Miguel Muñoz-Gómez, Líder de equipo, CIRCE Centro Tecnológico (Zaragoza)

Resumen:

El incremento sostenido en la adopción de vehículos eléctricos en los últimos años ha generado un desafío significativo en relación con la gestión del fin de vida útil de sus baterías, particularmente en lo referente a su reutilización como estrategia para mitigar la generación de residuos y fomentar la economía circular. En este contexto, el presente estudio tiene como objetivo principal evaluar la viabilidad técnica del uso de baterías de segunda vida en sistemas estacionarios de almacenamiento de energía. A través de un proyecto piloto, se analiza la evolución del comportamiento eléctrico de estas baterías tras haber sido sometidas previamente a ciclos de operación intensivos, lo cual da lugar a una reducción tanto en su rango operativo como en la cantidad de energía que pueden suministrar en cada ciclo. El estudio demuestra la viabilidad de aplicación de baterías de segunda vida en sistemas de soporte a la generación distribuida en edificios con producción renovable o como sistemas de respaldo energético en entornos industriales y presenta los desafíos técnicos derivados de su degradación, manifestados principalmente en el desbalanceo de tensiones entre celdas y el sobrecalentamiento localizado, lo cual impone restricciones operativas y exige estrategias eficaces de gestión térmica y de seguridad.

Palabras clave: baterías de segunda vida, economía circular, integración renovable, sostenibilidad energética, reducción de desechos de baterías.

INTRODUCCION

El impulso global hacia la electrificación del transporte, promovido por iniciativas como la Agenda 2030 [1], ha dado lugar a un crecimiento acelerado de la fabricación de vehículos eléctricos. Como consecuencia, se proyecta un incremento significativo en el volumen de baterías que alcanzan el final de su primera vida útil [2]. Ante la complejidad técnica y la baja eficiencia de los procesos actuales de reciclaje, especialmente debido a la presencia de compuestos altamente reactivos y tóxicos como los polímeros de litio, la reutilización de estas baterías en aplicaciones estacionarias ha emergido como una alternativa atractiva desde el punto de vista ambiental, técnico y económico [3].

En este contexto, las baterías de segunda vida se presentan como una opción viable para aplicaciones con menores exigencias energéticas, ya que suelen conservar entre un 60 % y un 80 % de su capacidad original [4]. No obstante, el uso previo al que han sido sometidas implica la presencia de degradación acumulada, tales como el crecimiento de capas pasivas, la formación de depósitos en los electrodos y la fractura de materiales activos [5]. Estos fenómenos afectan directamente su rendimiento, tanto en términos de almacenamiento como de intercambio de energía.

La manifestación práctica de esta degradación incluye el desbalanceo de la tensión entre celdas, el aumento de la resistencia interna y el sobrecalentamiento localizado, lo que compromete la eficiencia operativa del sistema [6,7]. Además, la degradación no depende únicamente del uso cíclico, sino también de factores externos como la temperatura ambiente, el nivel de carga y el tiempo de almacenamiento, lo que dificulta una predicción precisa del comportamiento en su segunda vida. Este desafío se ve agravado por la configuración física de muchos paquetes de baterías, donde las distancias reducidas entre celdas limitan el uso de técnicas de refrigeración activa como la convección forzada, especialmente en las celdas ubicadas en el núcleo del sistema.

Pese a estas limitaciones, la integración de baterías de segunda vida en sistemas estacionarios de respaldo, almacenamiento de energías renovables o entornos industriales representa una oportunidad para extender su ciclo de vida útil, reducir costos y minimizar el impacto ambiental asociado a su descarte prematuro. Sin embargo, para

garantizar su fiabilidad y seguridad, es esencial desarrollar métodos robustos de diagnóstico, estimación del estado de salud (SoH) y estrategias térmicas adecuadas que permitan su correcta clasificación y aplicación.

Este estudio analiza la viabilidad de reutilizar baterías de segunda vida, evaluando la influencia de su historial de uso en el rendimiento y la fiabilidad durante su segunda aplicación, con el fin de generar conocimiento que facilite su integración segura y eficiente en sistemas energéticos sostenibles. Para ello, se presenta y describe el demostrador piloto utilizado. Posteriormente, se llevan a cabo ensayos de carga y descarga, cuyos resultados respaldan el potencial de las baterías de segunda vida como una solución viable para aplicaciones energéticas.

DEMOSTRADOR DE BATERÍAS DE SEGUNDA VIDA

El proyecto consta de un demostrador piloto de baterías de segunda vida, instalado con el objetivo de proporcionar soporte de almacenamiento energético a un edificio de oficinas dotado de generación fotovoltaica. El sistema está conformado por convertidores de electrónica de potencia con aislamiento galvánico, cuya función es adaptar la tensión de corriente alterna a corriente continua. La conversión se realiza mediante una arquitectura en dos etapas, tal como se ilustra en la Figura 1.

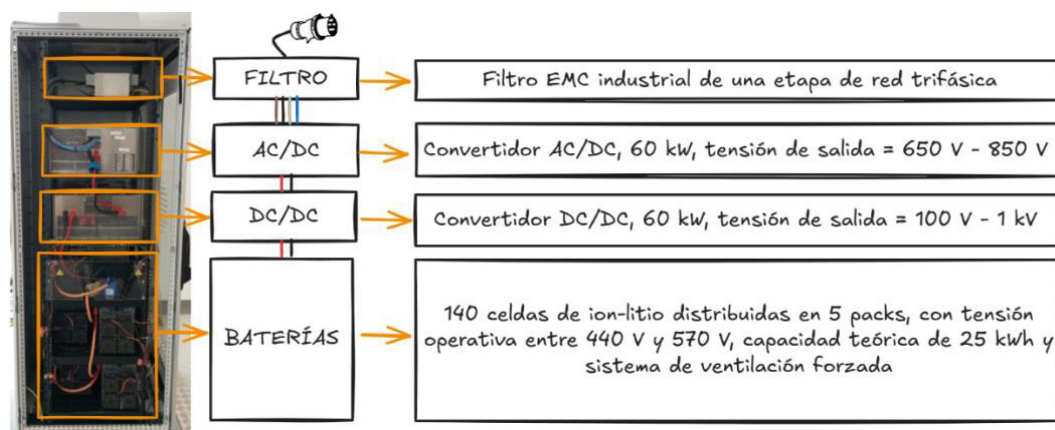


Figura 1: Equipo de baterías de segunda vida instalado en el demostrador piloto de Tesalónica, Grecia.

El equipo cuenta con baterías de segunda vida procedentes de vehículos eléctricos tipo kart, los cuales operan bajo condiciones de uso intensivo. Este régimen implica ciclos frecuentes y exigentes de carga y descarga, lo que acelera la degradación electroquímica de las celdas. Como consecuencia, las baterías presentan una disminución significativa en su capacidad nominal, lo que motiva su retirada del kart. No obstante, estas unidades aún conservan una capacidad suficiente para ser reutilizadas en aplicaciones estacionarias con menores requerimientos energéticos, extendiendo así su vida útil dentro de un nuevo contexto operativo menos exigente.

ENSAYO DE EFICIENCIA DE LOS CONVERTIDORES DE POTENCIA

La caracterización experimental de los convertidores AC/DC y DC/DC a tres niveles de potencia representativos: 5 kW, 12,5 kW y 25 kW permite analizar el comportamiento de la eficiencia durante la transmisión de energía, como se detalla en la Tabla 1. Este análisis facilita la identificación de los rangos óptimos de tensión y potencia para el funcionamiento eficiente de dichos convertidores y así tratar de trabajar en el punto óptimo de la batería y del equipo.

EQUIPO	EFICIENCIA DESCARGANDO A 25 kW (%)	EFICIENCIA DESCARGANDO A 12,5 kW (%)	EFICIENCIA DESCARGANDO A 5 kW (%)	EFICIENCIA CARGANDO A 5 kW (%)	EFICIENCIA CARGANDO A 12,5 kW (%)	EFICIENCIA CARGANDO A 25 kW (%)
AC/DC	98	99	98	97	97	97
DC/DC	96,4	92,4	83,3	87	93,4	96,4

Tabla 1: Eficiencia de los convertidores de potencia en distintos escenarios operativos.

ENSAYO DE CARGA DE LAS BATERÍAS DE SEGUNDA VIDA

Con el propósito de estudiar y caracterizar el comportamiento del proceso de carga en baterías de segunda vida, se llevaron a cabo tres ciclos de carga independientes, aplicando 3 niveles de potencia, 5 kW, 12,5 kW y 25 kW a las baterías mediante el equipo caracterizado anteriormente. Durante dichos ensayos, se monitorizaron los parámetros eléctricos y térmicos suministrados por la unidad de gestión de baterías, con el fin de evaluar el rendimiento global del sistema y analizar su respuesta ante diferentes condiciones de carga.

Durante los ensayos descritos se registró la evolución temporal de las tensiones de celda. En concreto la Figura 2 muestra la tensión media y el rango de tensiones de las celdas durante el proceso de carga en los 3 escenarios propuestos. Con el objetivo de facilitar una comparación entre escenarios, los ensayos se inician con un estado de carga del 3 % y se prolonga hasta alcanzar el 97 %, permitiendo caracterizar la estabilidad de las tensiones de celda y su sensibilidad ante distintas tasas de carga.

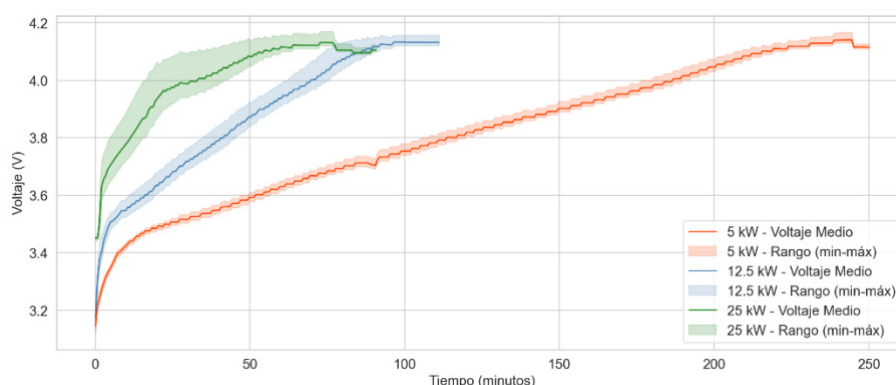


Figura 2: Evolución temporal de las tensiones de celda a 25 kW, 12,5 kW y 5 kW de potencia de carga.

Con el objetivo de evaluar el comportamiento térmico del sistema de almacenamiento y la variación de este entre celdas, se ha monitorizado la evolución de la temperatura en el escenario de operación de carga más exigente térmicamente, correspondiente a una potencia de 25 kW. El ensayo abarca un ciclo completo de carga, desde un estado de carga inicial del 3 % hasta el 97 %. La Figura 3 presenta un gráfico de violín que ilustra la distribución de temperaturas registradas durante el ensayo. Los datos representan valores de temperatura correspondientes a agrupaciones de siete celdas de la batería, totalizando 20 registros (esta distribución se debe a la estructura de la BMU), visualizando la dispersión y tendencia térmica a lo largo del ciclo de carga.

Adicionalmente se representa la evolución temporal de la potencia absorbida por las baterías, junto con su correspondiente estado de carga, en la Figura 4. En dicha figura queda reflejada la disminución progresiva de la potencia nominal atribuida a las acciones de limitación impuestas por el sistema de gestión de baterías, como parte de su estrategia de control térmico, para asegurar la integridad de las baterías.

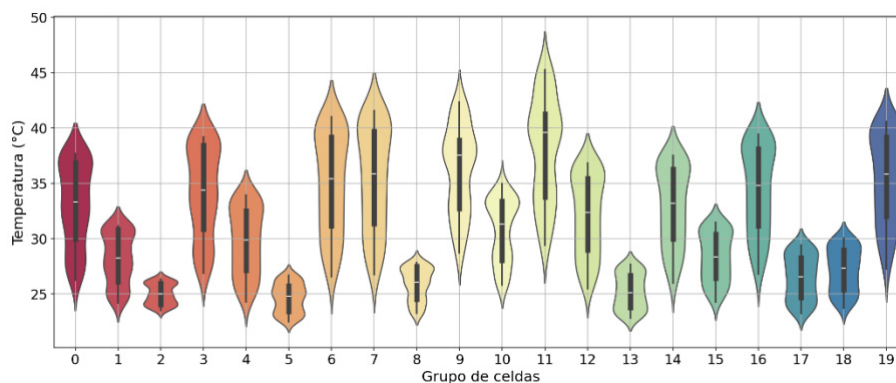


Figura 3: Gráfico de violín del comportamiento térmico por agrupaciones de siete celdas durante carga a 25 kW.

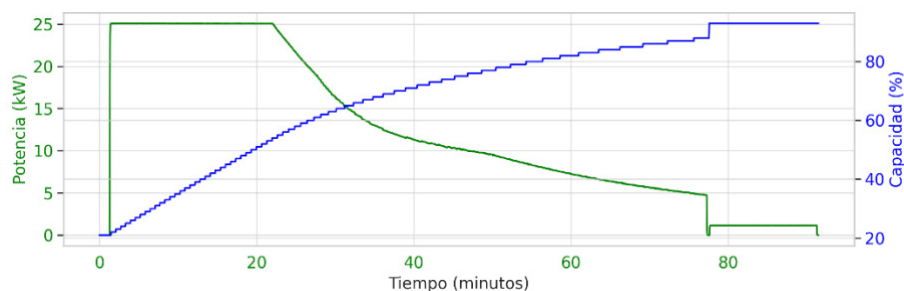


Figura 4: Evolución del SOC y la potencia de baterías a 25 kW de carga.

ENSAYOS DE DESCARGA DE LAS BATERÍAS DE SEGUNDA VIDA

De forma análoga a los ensayos de carga, se procedió a realizar la descarga de la batería desde un estado de carga del 97 % hasta el 3 %. Para ello, se llevaron a cabo tres ciclos de descarga a potencias de -25 kW, -12,5 kW y -5 kW. Esta metodología permite establecer una comparación con los resultados obtenidos durante los ciclos de carga, facilitando el análisis del comportamiento simétrico del sistema bajo diferentes condiciones operativas.

La Figura 5 muestra la tensión media y rango de tensiones de las celdas durante el proceso de descarga en los 3 escenarios planteados, permitiendo caracterizar la variación de las tensiones de celda y su sensibilidad ante distintas tasas de descarga.

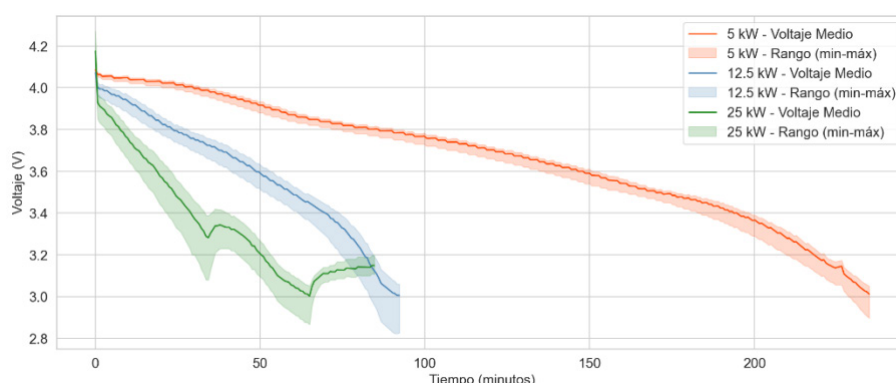


Figura 5: Evolución temporal de las tensiones de celda a -25 kW, -12,5 kW y -5 kW de potencia de descarga.

Además, con el objetivo de evaluar el comportamiento térmico del sistema de almacenamiento, se ha monitorizado la evolución de la temperatura en el escenario de operación de descarga más exigente, correspondiente a una potencia de -25 kW. El ensayo abarca un ciclo completo de descarga, desde un estado de carga inicial del 97 % hasta el 3 %. Esta condición ha sido seleccionada por representar el caso térmicamente más desfavorable, permitiendo así observar con mayor claridad las diferencias de comportamiento entre celdas y simultáneamente poder hacer comparaciones con el ensayo de carga previamente descrito. La Figura 6 presenta un gráfico de violín que ilustra la distribución de temperaturas registradas durante el ensayo. Los datos representan valores de temperatura correspondientes a las 20 agrupaciones de 7 celdas de la batería.

Adicionalmente, en la Figura 7, queda reflejada la evolución temporal de la potencia entregada por las baterías, junto con su correspondiente estado de carga. Además, en la figura se observa una disminución progresiva de la potencia nominal de descarga debido al calentamiento excesivo de algunas celdas y a la gestión térmica realizada por el sistema de gestión de baterías, lo que hace a su vez alcanzar un estado de equilibrio térmico a una menor temperatura. Entonces las restricciones de carga se reducen y se puede cargar de nuevo a una mayor potencia hasta que el SOC se acerque al estado de carga completa.

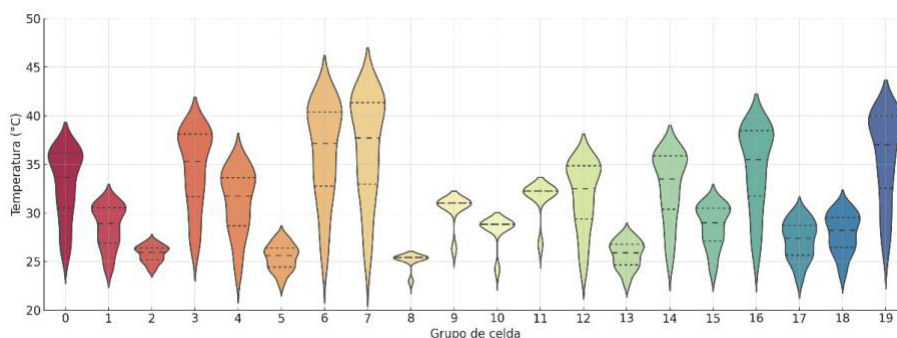


Figura 6: Gráfico de violín del comportamiento térmico por agrupaciones de 7 celdas durante la descarga a -25 kW.

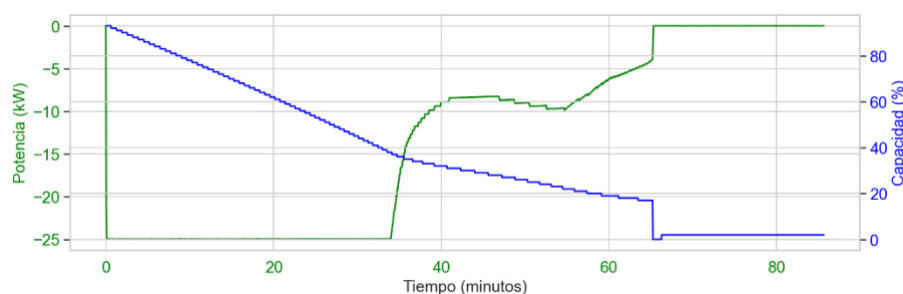


Figura 7: Evolución del SOC y la potencia de baterías a -25 kW de descarga.

BALANCES ENERGÉTICOS DE LOS ENSAYOS DE CARGA Y DESCARGA

Durante las pruebas realizadas se ha monitorizado la tensión y la corriente. Esto ha permitido calcular la energía transmitida a la batería y la recuperada mediante la integración discreta de la potencia a lo largo del tiempo, usando el método de Riemann, obteniendo los resultados mostrados en la Tabla 2.

Potencia (kW)	Energía de carga (kWh)	Energía de descarga (kWh)	Eficiencia de la batería (%)
5	20,420	19,560	95,79
12,5	20,750	18,930	91,23
25	20,178	18,580	92,08

Tabla 2: Eficiencia energética del proceso de carga y descarga en los tres escenarios.

DISCUSION

Los ensayos realizados evidencian el envejecimiento asociado al uso previo de las baterías de segunda vida tiene un impacto significativo tanto en el desbalanceo entre celdas como en su rendimiento energético global. En particular, durante las pruebas realizadas a una potencia de 25 kW, se inyectó un total de 20,178 kWh en el proceso de carga, mientras que en la descarga se recuperaron 18,580 kWh, lo que se traduce en una eficiencia energética del 92 %. Este valor se encuentra dentro del rango esperado para este tipo de tecnologías, generalmente comprendido entre el 85 % y el 95 %. Esto respalda la viabilidad técnica del empleo de baterías de segunda vida en aplicaciones estacionarias de menor exigencia. La capacidad nominal inicial de la batería, teóricamente estimada en 25 kWh, se ha visto reducida hasta un valor útil de 18,580 kWh, lo que representa aproximadamente un 74,32% de la capacidad original. Esta disminución es coherente con el envejecimiento esperado en baterías de segunda vida.

Adicionalmente, durante el proceso de intercambio de energía se ha llevado a cabo la medición de la resistencia interna del conjunto de baterías mediante el cálculo del salto de tensión producido al comenzar a inyectar corriente

en la batería, obteniéndose un valor medio de $0,35 \Omega$, el cual es un valor que refleja el estado de salud del sistema y de su comportamiento frente a la carga porque cuanto mayor sea dicho valor más deteriorada se encuentra la batería.

Por otra parte, los ensayos realizados han puesto de manifiesto limitaciones operativas del sistema. Durante los procesos de carga y descarga a potencia máxima, se registró un incremento significativo en la temperatura de determinadas celdas, alcanzando valores próximos al umbral térmico de seguridad, establecido en 52°C . Esta condición térmica restringe la posibilidad de operar de manera sostenida a máxima potencia, ya que es necesario activar mecanismos de protección disminuyendo la potencia para salvaguardar la integridad de las baterías. Adicionalmente, se ha observado un desbalanceo creciente entre las celdas, reflejo del envejecimiento diferencial propio de baterías de segunda vida. Esta situación obliga al sistema de gestión de baterías a ejecutar acciones de compensación mediante la disipación de energía. Dicho proceso reduce la eficiencia global del sistema, al disminuir la cantidad de energía útil efectivamente almacenada y disponible para su posterior utilización.

CONCLUSIONES

Este estudio evidencia que la vida útil de las baterías no se limita exclusivamente a su degradación funcional. Aun cuando presentan ciertas limitaciones en términos de capacidad de almacenamiento energético como se ha mostrado en el análisis de eficiencia energética de la Tabla 2 donde queda reflejado que una cantidad entre un 5 % y 9 % de la energía suministrada a la batería no se recupera. Parte de dicha energía perdida se transforma en calor como muestran las Figuras 3 y 6 de temperaturas de celdas durante la carga y descarga. Parte de ese empeoramiento energético y excesivo calentamiento puede deberse al incremento de la resistencia interna de las celdas, las cuales disipan energía en forma de calor. Por todo ello se concluye que las baterías reutilizadas representan una alternativa técnicamente viable para aplicaciones de baja exigencia permitiendo una reducción significativa en los costes asociados a los sistemas y contribuyendo de manera importante a la disminución del volumen de residuos generados.

AGRADECIMIENTOS

La investigación se ha llevado a cabo en el marco del proyecto REEFLEX (<https://reeflexhe.eu/>), financiado por la Unión Europea dentro del programa Horizon Europe (HORIZON-CLS-2022-D3-01). Los autores expresan su agradecimiento a Miguel Ángel Alonso Tejedor por el soporte brindado durante la puesta en servicio del equipo.

REFERENCIAS

- [1] ONU, 2015, Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, Organización de las Naciones Unidas, Nueva York.
- [2] González Bonilla, B.R., 2025, *Extracción de metales contenidos en baterías Li-ion gastadas mediante lixiviación ácida y alcalina*, Cienciacierta, 21(82), pp. 60–72.
<https://revistas.uadec.mx/index.php/CienciaCierta/article/view/225> (9 junio 2025)
- [3] Patel, A.N., Lander, L., Ahuja, J., Bulman, J., Lum, J.K.H., Pople, J.O.D., Hales, A., Patel, Y. & Edge, J.S., 2024, Lithium-ion battery second life: pathways, challenges and outlook, *Frontiers in Chemistry*, 12, 1358417.
<https://doi.org/10.3389/fchem.2024.1358417>
- [4] Denz, E. & Morales-Hernández, S., 2024, *Reutilización de baterías de litio: un estudio integral sobre oportunidades, regulaciones y perspectivas en Alemania y Costa Rica*, *Revista Tecnología en Marcha*, 38(1), pp. 19–32. <https://doi.org/10.18845/tm.v38i1.7003>
- [5] Hassan, A., Khan, S.A., Li, R., Su, W., Zhou, X., Wang, M. & Wang, B., 2023, *Second-life batteries: A review on power grid applications, degradation mechanisms, and power electronics interface architectures*, *Batteries*, 9(12), 571. <https://doi.org/10.3390/batteries9120571>
- [6] Salek, F., Resalati, S., Babaie, M., Henshall, P., Morrey, D. & Yao, L., 2024, *A review of the technical challenges and solutions in maximising the potential use of second life batteries from electric vehicles*, *Batteries*, 10(3), 79. <https://doi.org/10.3390/batteries10030079>
- [7] Tuhibur Rahman & Talal Alharbi, 2024, Exploring Lithium-Ion Battery Degradation: A Concise Review of Critical Factors, Impacts, Data-Driven Degradation Estimation Techniques, and Sustainable Directions for Energy Storage Systems, *Batteries*, 10(7), 220. <https://doi.org/10.3390/batteries10070220>.

MEJORA DE LOS ECOSISTEMAS DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CON INTEGRACIÓN V2G

Marcos Carbonell-Mafé, ITE, Instituto Tecnológico de la Energía.

Caterina Tormo-Domènech, ITE, Instituto Tecnológico de la Energía.

Vicente Fuster-Roig, ITE, Instituto Tecnológico de la Energía. ITE, Universitat Politècnica de València

Resumen: Este trabajo aborda la integración de la tecnología Vehicle-to-Grid (V2G) en un optimizador de carga de vehículos eléctricos (VE) a nivel de operador de punto de carga (CPO). V2G permite a los VE devolver energía a la red, mejorando su eficiencia y ofreciendo beneficios económicos. Se añadió un parámetro de optimización al modelo existente para evaluar esta capacidad respetando las restricciones del Estado de Carga (SoC). La funcionalidad se validó utilizando la infraestructura de recarga de ITE y, debido a sus limitaciones, se realizaron simulaciones para escenarios comerciales y residenciales. Los resultados mostraron que el sistema es compatible con el ecosistema actual, permitiendo el retorno de energía sin comprometer la carga del VE. Los escenarios residenciales resultaron especialmente prometedores, ya que los periodos de carga más largos permitían un mayor retorno energético. Esta aplicación demuestra que la incorporación de la tecnología V2G a la infraestructura inteligente es viable y ventajosa tanto para la gestión de la red como para los usuarios de los vehículos eléctricos.

Palabras clave: Algoritmo, VE, optimización, simulación, recarga inteligente

INTRODUCCIÓN

La adopción de vehículos eléctricos (VE) impulsa el desarrollo de redes inteligentes, siendo la tecnología Vehicle-to-Grid (V2G) una solución prometedora al permitir el retorno de energía desde el VE a la red. Estudios recientes han explorado estrategias V2G basadas en inteligencia artificial y aprendizaje automático, centrándose en la optimización de la carga, la gestión del envejecimiento de baterías y la estabilidad de la red. Sin embargo, la mayoría se enfoca en componentes técnicos específicos, sin abordar su integración práctica en sistemas de recarga existentes ni su viabilidad operativa desde la perspectiva del operador de punto de carga (CPO). Este trabajo propone una solución V2G integrada en un optimizador a nivel CPO, evaluada en entornos reales y simulados, orientada a maximizar el retorno energético sin comprometer la disponibilidad del vehículo.

CARGA INTELIGENTE

Para implementar un sistema V2G funcional, es necesario disponer de una infraestructura previa con un modo de carga inteligente en un entorno de recarga de vehículos eléctricos. Para ello, existen varios protocolos de comunicación que buscan facilitar el proceso de recogida de información y transmisión de datos entre los diferentes actores implicados en la recarga. El protocolo OCPP 2.0.1, creado por la Open Charge Alliance en 2020 como mejora de su anterior versión OCPP 1.6, propone una serie de métodos mediante los cuales se puede estandarizar el formato de comunicación entre vehículo y estación para recoger los datos de progreso de la carga y proporcionar órdenes específicas a una operación mediante límites de consumo, permitiendo la implementación del SmartCharging.

Existen otros protocolos que también pretenden cubrir la implementación de la carga inteligente en diferentes puntos y actores de la red. En concreto, el OSCP (Open Smart Charging Protocol) propone la estructura y los casos de uso de comunicación que deben darse para que un algoritmo externo optimice el consumo energético. En las normas de este protocolo, se describen 2 actores diferentes denominados Proveedor de Capacidad y Proveedor de Flexibilidad, que corresponden a un DSO y un CPO en un caso de uso real. En este caso, la comunicación entre el Proveedor de Flexibilidad y sus recursos (estaciones de recarga) se realiza a través de OCPP, y la comunicación con el Proveedor de

Capacidad y el algoritmo de optimización sigue las normas OSCP. Dentro de la propia infraestructura de ITE y el laboratorio SmartCharging, la gestión que realizaría el CPO

y el algoritmo de optimización están combinados, por lo que no se utilizará ningún protocolo distinto de OCPP para suministrar el algoritmo generado. La implementación de este sistema en una infraestructura externa no tiene por qué ser combinada, por lo que es imprescindible conocer y desarrollar los protocolos de comunicación pertinentes antes de proceder a las primeras etapas del desarrollo del algoritmo.

Un algoritmo de recarga inteligente debe ser adaptable y ajustarse tanto a las necesidades de la red como a las del usuario del VE. Para diseñar un algoritmo optimizador de la carga, es necesario conocer los factores clave del contexto de cada transacción. Por el lado del usuario, se deben obtener los datos de partida del vehículo, como sus especificaciones, capacidad máxima de la batería, SoC o duración estimada de estacionamiento en el cargador, así como sus expectativas en términos de SoC y autonomía que desea alcanzar en el momento de finalizar la recarga. Y por el lado de la instalación, debe conocer el límite de energía disponible y su precio asociado en cada hora activa de uso.

Estos datos pueden obtenerse por diferentes medios, tanto externos como integrados en la propia infraestructura de recarga. Sin ir más lejos, las estaciones de recarga continua de corriente continua requieren una monitorización detallada del estado de carga del vehículo y permiten la comunicación bidireccional gracias al tipo de cargador del que disponen. Dependiendo de la configuración de la estación y del vehículo, se pueden obtener datos de progreso como el SoC o la capacidad de la batería sin intervención externa. Las estaciones de carga de CA aún no obtienen información sobre el vehículo, aunque se están desarrollando actualizaciones de las estaciones existentes para permitir una recopilación de datos más detallada.

Para solucionarlo, ITE desarrolló una aplicación orientada a los usuarios de VE que permite la personalización del proceso de recarga y el inicio o parada de la transacción de forma remota, así como un esquema de sistema de pago. A través de esta aplicación, el usuario puede especificar el tipo de recarga que quiere realizar y si desea el apoyo del algoritmo SmartCharging integrado. Para que el algoritmo funcione, demanda información sobre el fabricante y modelo del vehículo, la hora de salida prevista y varias formas de especificar la energía que se quiere conseguir con la recarga, ya sea por SoC o por kilómetros de autonomía. Esta información se combina con otras bases de datos internas para obtener los valores reales de energía que necesita el vehículo.

Una vez obtenidos los datos relevantes, se diseña el algoritmo de recarga inteligente. El objetivo del algoritmo es utilizar la máxima energía disponible de la instalación sin sobrepasar los límites energéticos; repartir la energía equitativamente entre los vehículos y reducir los picos de consumo, estas técnicas se conocen en el campo del SmartCharging como Peak Shaving y Load Balancing. El sistema de prioridad desarrollado en nuestro algoritmo SmartCharging tiene en cuenta 3 factores que combina para obtener una ponderación de la prioridad del vehículo: su SoC, su tiempo de carga restante y sus horas de estacionamiento más baratas.

Estado de carga (SoC)

El nivel de prioridad del vehículo según este criterio se calcula como el inverso del total del SoC actual. La idea de este factor es que cuanto más se acerque el porcentaje de la batería a 100, menor será la prioridad del vehículo. El cálculo de este factor en el algoritmo se realiza de la siguiente manera:

$$P_{ei} = 1 - \frac{SoC}{100}$$

Figura 1. Fórmula de Estado de Carga

Donde SoC es el Estado de Carga de un vehículo determinado y P_{ei} el factor de energía suministrada ponderado para dicho vehículo. Todos los criterios de prioridad se miden de 0 a 1 y se suman para obtener un valor de 0 a 3.

Tiempo de carga restante

Este criterio se calcula restando la duración de la carga actual, extraída mediante mensajes OCPP, a la duración total y dividiendo por dicha duración especificada por el usuario. En caso de que la duración sea inexacta, o falte el dato, se utiliza por defecto como valor la última duración especificada por el mismo usuario.

$$P_{di} = 1 - \frac{T_{restante_i}}{Duración_i}$$

Figura 2. Fórmula de Tiempo de Carga Restante

Donde T_{left_i} es el resultado de la substracción, $Duración_i$ la duración total especificada por el usuario y P_{di} el resultado de la ponderación para este criterio.

Horas de aparcamiento más baratas

Horas de aparcamiento más baratas. Los cálculos para este criterio difieren ligeramente del resto. En lugar de formular el peso de cada hora de aparcamiento, desde el momento en que se especifica la duración del aparcamiento, el algoritmo extrae los precios de la energía asociados a cada hora dentro de la duración y asigna un valor de 0 a 1 en orden de más caro a más barato.

A las tres primeras horas más baratas se les asignan valores de 1, 0,75 y 0,5 de prioridad en ese orden, a cualquier hora fuera de la parte superior se le asigna 0,25 de prioridad y a la hora más cara se le asigna 0 de prioridad. El valor de prioridad 0 siempre estará presente independientemente de la duración y siempre sustituirá al valor más bajo de prioridad que se hubiera asignado.

Una vez establecido el valor asignado a cada vehículo, podemos definir la función que pretendemos maximizar con el algoritmo de optimización:

$$\text{Max } E: P_1 * kW_1 + P_2 * kW_2 + P_3 * kW_3 + \dots + P_n * kW_n$$

Figura 3. Función objetivo de la optimización

Donde E es la energía total asignada desde el CPO, P_i es el valor de prioridad del vehículo i que está cargando en ese momento, kW_i el valor de kW asignado a dicho vehículo e I el conjunto total de vehículos activos. El objetivo de la optimización es maximizar la energía asignada a cada vehículo, ya que pretendemos satisfacer cada solicitud de los usuarios al máximo de las capacidades de la infraestructura, evitando al mismo tiempo cualquier sobreasignación mediante las restricciones del algoritmo. Este enfoque favorece la experiencia del usuario frente al ahorro económico de la infraestructura, pero otro enfoque que minimice el resultado de la función y restrinja al mínimo la energía asignada a cada vehículo podría ser igualmente valioso.

Las restricciones especificadas al algoritmo son las siguientes:

$$\sum_i^I kW_i \leq E_I; E_I = \text{Estación a la que están conectados los EV } I$$

Figura 4. Restricción de energía asignada por estación

La energía asignada a un grupo de vehículos I nunca debe superar la capacidad disponible de las estaciones de recarga a las que están conectados.

$$kW_i \leq C_i; C_i = \text{Conector al que está conectado el EV } i$$

Figura 5. Restricción de energía asignada por conector

La energía asignada a un determinado usuario I nunca debe superar la capacidad del conector (C_i) al que está conectado.

$$\sum_i^I kW_i \leq \text{GeneralMax}$$

Figura 6. Restricción de suma de asignaciones

La suma de la energía asignada a cada usuario actualmente conectado y cargando nunca debe superar la capacidad total disponible en la infraestructura de carga.

$$kW_i = \dots = kW_I; \forall i, P_i = \dots = P_I$$

Figura 7. Restricción de equidad entre cargas similares

La energía asignada a cualquier grupo de vehículos con los mismos valores de prioridad debe ser siempre igual. Esto se hace para evitar cualquier disparidad que pueda surgir cuando un nuevo vehículo se conecta a la infraestructura.

El despliegue del algoritmo se encapsula en un servicio que comprueba el estado de la red una vez cada minuto y actualiza la lista de usuarios conectados cada vez que se inicia una nueva transacción o se desenchufa un vehículo. El optimizador se ejecuta durante cada hora en la que se prevé que los vehículos conectados necesiten energía, simulando cada hora como si ningún vehículo nuevo comenzara a cargarse hasta el final de cada transacción. Cuando se actualiza la lista de usuarios conectados, se reinicia la simulación y se ajustan y sobrescriben las curvas de carga.

Estas curvas de carga simuladas se utilizan para extraer los KPI del algoritmo SmartCharging, tanto los actuales como los previstos. Debido al enfoque horario específico del algoritmo, el optimizador no puede tener en cuenta el SoC final deseado de cada usuario en la asignación de energía. En su lugar, los KPI proyectados se utilizan para realizar un seguimiento del progreso del SoC y limitar la energía asignada a cada usuario en caso de que ya se haya obtenido el SoC deseado.

INTEGRACIÓN V2G

Una vez que un algoritmo SmartCharging ha sido completamente desarrollado y probado mediante meticulosos casos de uso para comprobar sus capacidades y limitaciones, el siguiente paso es integrar las funcionalidades V2G. Como se ha mencionado anteriormente, el único caso de uso real en el que la comunicación bidireccional de las estaciones de carga al vehículo es posible es cuando la estación de carga permite la recarga de CC. Esta limitación se establece para evitar la entrada ciega de energía de un vehículo a la red, lo que podría entorpecer el proceso de carga y exponer las baterías de los VE a riesgos innecesarios.

El primer paso para integrar esta funcionalidad dentro del optimizador es reformular la energía E_i asignada a un vehículo como el resultado de la energía recibida menos la energía devuelta desde y hacia la red. La función resultante sería:

$$\Delta E_i = kW_i^{in} - kW_i^{out}$$

Figura 8. Formulación de energía recibida con V2G

Debido al hecho de que el objetivo de optimización es maximizar el aporte total de energía a cada vehículo, y el parámetro V2G actúa como una sustracción de la energía total, el algoritmo nunca le asignaría un valor a menos que se incentivara de otro modo. Para resolver este problema, propusimos una combinación de parámetros dentro de la función objetivo y restricciones específicas para permitir la devolución de energía siempre que fuera posible. La función objetivo resultante con integración V2G sería:

$$\max \sum_{i \in I} P_i \cdot (kW_i^{in} - \alpha \cdot kW_i^{out})$$

Figura 9. Función objetivo de la optimización con V2G

Aquí, $\alpha \in [0, \infty)$, es un peso sintonizable que refleja la conveniencia de la integración V2G. Si $\alpha < 1$, se fomenta la devolución de energía a la red, ya que el resultado sería menos punitivo para la maximización; si $\alpha > 1$, se penaliza aún más. Este peso dependería del entorno en el que se despliegue el algoritmo, y podría configurarse en cualquier momento durante la ejecución de la optimización.

Las restricciones incluidas anteriormente en la optimización deben adaptarse para incluir el parámetro de energía devuelta a la red, y deben establecerse algunas restricciones nuevas para limitar la aparición de V2G en la optimización. La restricción más obvia a incluir sería la siguiente:

$$kW_i^{out} = 0 \text{ if vehicle } i \text{ is not connected to a V2G-compatible station}$$

Figura 10. Restricción física de V2G

Debido a los cálculos cada vez más complejos de la optimización con restricciones V2G y a la incertidumbre de sus aplicaciones en casos de uso reales debido a las limitaciones de la infraestructura, esta restricción ayudaría a aliviar los costes computacionales del algoritmo en su ejecución.

Como ya hemos comentado, una de las principales complicaciones de la implantación de la V2G en casos de uso reales es la incertidumbre de garantizar que se puedan alcanzar las especificaciones del usuario. Para garantizar que el retorno de energía a la red no interfiere con el suministro de energía necesario para alcanzar el SoC deseado, es necesario incluir una nueva restricción dentro de la optimización. Esta nueva restricción es mucho más compleja que las demás que hemos diseñado, y requiere la introducción de varios parámetros complejos nuevos que el algoritmo debe tener en cuenta:

- SoC^t : SoC actual del vehículo i en el intervalo t de la optimización.
- SoC^{obj} : SoC deseado especificado por el usuario del vehículo i .
- C_i : Capacidad de la batería en kWh para el vehículo i .
- $Tleft_i$: Tiempo restante en horas para el vehículo i .
- $Pmax_i$: Potencia máxima de recarga en kW para el vehículo i .
- kW^{out}_i : Energía devuelta a la red por el vehículo i .
- Δt_i : Duración del intervalo de carga en horas

Con estos parámetros, extraídos principalmente de los KPI y de los datos especificados por el usuario, podemos diseñar la siguiente restricción:

$$(SoC_i^{obj} - SoC_i^t) \cdot C_i \leq Tleft_i \cdot Pmax_i - kW_i^{out} \cdot \Delta t_i$$

Figura 11. Restricción para asegurar SoC

La transcripción de esta fórmula sería "La energía necesaria para alcanzar el SoC objetivo debe ser inferior o igual a la potencia máxima que queda por asignar tras devolver cualquier cantidad de energía a la red en cualquier intervalo dado". Con esta fórmula, nos aseguramos de que alcanzar el SoC deseado sigue siendo prioritario para la optimización.

Viendo los resultados reales obtenidos con el algoritmo de optimización en casos de uso reales, podríamos teorizar el posible resultado de un algoritmo con integración V2G. Debido a que el único incentivo para incluir V2G sería el parámetro α incluido dentro de la fórmula objetivo y la restricción que asegura el SoC deseado, los resultados V2G sólo podrían ser apreciables en un entorno donde los recursos sean menos limitados. Con un solo vehículo conectado a la red, en una estación de carga de CC, con suficientes horas de aparcamiento para alcanzar el SoC deseado y disponer de al menos una hora restante para la integración V2G, los resultados del algoritmo podrían tener los siguientes resultados:

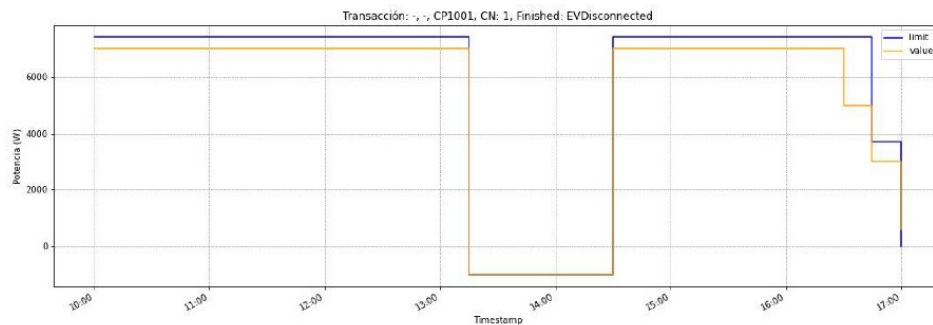


Figura 12. Simulación de consumo en entorno con V2G

Como vemos, el perfil de carga administrado al vehículo incluiría un periodo con energía asignada negativa que se correspondería con el valor de kW que la optimización permite como retorno a la red. La transformación de la salida de la optimización al perfil de carga especificado por la normativa OCPP se realizaría a través de las características y funciones de comunicación programadas en el algoritmo, y el periodo elegido para incluir V2G se asignaría al intervalo en el que el incentivo por retorno de energía α estaría en su punto más bajo. La configuración del incentivo α tendría que hacerse desde la perspectiva del DSO para ajustarse a los requisitos de la red, y como tal, queda fuera del alcance de este estudio pero permanece como una implementación para futuros estudios sobre la integración V2G.

CONCLUSIÓN

La integración de V2G en un optimizador de carga inteligente demuestra la viabilidad de la gestión bidireccional de la energía dentro de las infraestructuras de carga existentes. Aunque la aplicación actual prioriza la distribución de energía en función de criterios centrados en el usuario, abre la puerta a nuevas mejoras y oportunidades de ampliación. Futuras ampliaciones podrían incorporar incentivos económicos, como precios dinámicos para la energía devuelta a la red, permitiendo al algoritmo equilibrar la satisfacción del usuario con la optimización financiera. Además, la participación V2G podría vincularse a servicios de red más amplios, como la respuesta a la demanda, la frecuencia o el balance de renovables. Estas mejoras no sólo reforzarían la estabilidad de la red, sino que también transformarían los vehículos eléctricos en participantes activos del ecosistema energético, aportando flexibilidad operativa a la red y beneficios económicos a los usuarios.

REFERENCIAS

1. Mosammam, Z. M., Ahmadi, P., y Houshfar, E., "Multi-objective optimization-driven machine learning for charging and V2G pattern for plug-in hybrid vehicles: Balancing battery aging and power management", *Journal of Power Sources*, Vol. 234639.
2. Munusamy, N., e Indragandhi, V., "AI and Machine Learning in V2G Technology: A Review of Bi-Directional Converters, Charging Systems, and Control Strategies for Smart Grid Integration", *Electric Power Systems Research*, Vol. 224, 2024, Art. 109555.
3. Hassan, M., y Al-Awami, A. T., "Electric Vehicles Charging Management Using Machine Learning Considering Fast Charging and Vehicle-to-Grid Operation," *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 15, No. 2, 2024, pp. 1234-1245.

SIORD, UNA PLATAFORMA PARA LA SUPERVISION DE RECURSOS ENERGETICOS DISTRIBUIDOS Y FACILITAR SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD EN ESPAÑA

Álvaro Rodríguez Gómez, Técnico de Regulación y Plataformas de Distribución, AELE
Paloma Mª Sevilla García, Directora General, AELE

Resumen: La digitalización y monitorización de la red de distribución se han convertido en una prioridad para los Gestores de la Red de Distribución (GRD) para poder operar la red y garantizar y mejorar la calidad y fiabilidad del suministro. Debido a la conexión, en aumento, de instalaciones de pequeña potencia, así como de pequeñas o micro generaciones, es necesario que el actual modelo de intercambio de información en tiempo real entre los agentes conectados a la red de distribución y los GRD se modifique para poder implementar nuevos sistemas de flexibilidad.

En este contexto las distribuidoras desarrollan en SIORD, la plataforma común actualmente operativa para facilitar el intercambio de información en tiempo real entre los agentes y los GRD, un nuevo Portal de Gestión que permitirá el intercambio de otros tipos de datos necesarios para el establecimiento del servicio de flexibilidad, como las características de los recursos flexibles y la normativa vigente que corresponda en cada caso, con el fin de facilitar la gestión de nuevos servicios de flexibilidad en la red de distribución.

Palabras clave: Información, Datos, Electricidad, Flexibilidad, Distribución Eléctrica.

INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico español, al igual que el de otros muchos países, está experimentando importantes cambios a causa de los esfuerzos por descarbonizar la economía. Por un lado, la economía en su conjunto está experimentando un proceso de electrificación, aumentando la demanda de energía eléctrica, mientras que los métodos por los que esta energía es generada están cambiando. Además, la sociedad en su conjunto está sufriendo un cambio tecnológico, gracias a las tecnologías de la comunicación y la información, que han avanzado y avanzan a gran velocidad.

De ahí nace SIORD, una plataforma de intercambio de datos e información entre las redes de distribución españolas, buscando poder enfrentarse a los nuevos retos con la ayuda de las nuevas tecnologías TIC.



Figura 1. Logotipo de SIORD

Antecedentes

Despliegue de instalaciones renovables

La descarbonización de la economía ha causado importantes cambios en el sistema eléctrico. Grandes instalaciones térmicas, normalmente conectadas directamente a la red de transporte están siendo sustituidas por muchas instalaciones renovables de potencia media conectadas a la red de distribución. Además, se ha de tener en cuenta la conexión masiva de instalaciones de pequeña potencia como son las de autoconsumo o comunidades energéticas, ambas en sus diferentes modalidades, a las que hay que añadir pequeñas y micro generaciones repartidas por la red de distribución. Por último, la demanda tiene cada vez un papel más activo, que se verá acrecentado por la progresiva electrificación del consumo energético, gracias a los vehículos eléctricos, bombas de calor, instalaciones de almacenamiento... Estas nuevas instalaciones, en su mayoría, se conectarán (y se están conectando) a la red de distribución.

Es por ello por lo que la digitalización y la monitorización de las redes de distribución se convierten en una prioridad para los Gestores de la Red de Distribución (GRD), para operar su red y garantizar la calidad y fiabilidad del suministro. El actual modelo de intercambio de información en tiempo real entre los agentes conectados a la red de distribución y los GRD debe evolucionar para considerar la implementación de nuevos sistemas de flexibilidad de la red, entre los que se incluyen las conexiones de acceso flexible a la red y los servicios de flexibilidad, tal y como se recoge en Código de Red de Respuesta a la Demanda (Network Code on Demand Response o NC DR).

SIORD

Actualmente, SIORD es una plataforma que facilita el intercambio de información en tiempo real entre los Usuarios Significativos de Red (USR) y los GRD, dentro de la implementación nacional del artículo 40.6 de la System Operation Guide Line.

SIORD admite diferentes protocolos de comunicación y se encuentra abierto a enlazar con todos los Centros de Control de Generación y Demanda (CC-GD), garantiza la confidencialidad de la información, y mejora la fiabilidad del intercambio de datos, todo ello con unos bajos costes operativos. Además, SIORD no almacena ni trata la información, siendo una vía de intercambio de datos.

Bajo la regulación vigente, solo han de mandar información en tiempo real las instalaciones de generación con más de 1MW de capacidad, las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte y las unidades de demanda o generación que participen en los servicios de balance. Esta información ha de ser proporcionada a través de los CC-GD.

Como consecuencia de estas regulaciones, muchas instalaciones conectadas a la red de distribución no son monitorizadas por su gestor. SIORD busca solucionar este problema. Para ello, se busca recurrir a un PIREN (Plataformas de Información con Recursos Energéticos Distribuidos), que consigue unos costes menores que un CC-GD, pero consiguiendo la monitorización de estos recursos mediante una conexión de internet segura.

DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

La Plataforma SIORD, con los desarrollos asociados a los servicios de flexibilidad permitirá solucionar la necesidad de intercambiar información adicional entre los Gestores de la Red de Distribución y el resto de agentes conectados a la misma. No solo se trata de información en tiempo real, sino también de otros datos que dependerán del servicio de flexibilidad, las características de recursos flexibles y el desarrollo normativo nacional que corresponda a cada caso.

Objetivos y beneficios

SIORD es el nuevo Portal de Gestión común nacional que almacena y proporciona un registro de recursos de flexibilidad, y la puerta de entrada común donde los proveedores puedan gestionar y ofrecer información sobre sus servicios de flexibilidad. En cumplimiento con la legislación, SIORD habrá de garantizar la coherencia de la asignación de unidades controlables (CU) a agregadores o proveedores de servicios (SP) y permitir el switching, poner la información a disposición y habilitar el acceso automático a terceras partes autorizadas y ofrecer a usuarios finales y a terceras partes autorizadas información sobre las unidades y sus cambios. Por último, podrá ser el sistema para publicar las necesidades de

flexibilidad a largo plazo (>6 meses), permitiendo intercambiar información sobre unidades flexibles, la gestión de su disponibilidad y compromiso de activación; sobre aquellos agentes que deban considerar estas programaciones y activaciones y sobre la flexibilidad contratadas y los resultados de mercado. Además, SIORD podrá ofrecer información de referencia, como normativa o diferentes guías.

El uso de SIORD como plataforma para cubrir estas necesidades tiene múltiples beneficios. En primer lugar, al ya integrar a los GRD en el territorio nacional, supone una solución técnica y económicamente eficiente para desarrollar las funciones necesarias. Además, existen sinergias entre estas nuevas funcionalidades y las ya implementadas, redundando en una mayor eficiencia económica y operativa del sistema eléctrico. Por otro lado, el desarrollo de las nuevas funcionalidades en una plataforma ya existente minimiza los plazos de diseño, desarrollo e implementación, impulsando la aplicación de soluciones basadas en flexibilidad. Por último, SIORD, cuyo diseño se basa en protocolos abiertos con los más altos estándares de seguridad, garantiza una elevada disponibilidad, posibilidad de escalado y capacidad de evolución funcional, manteniendo unos reducidos costes de operación y mantenimiento.

Registro común de operadores de flexibilidad, de plataformas y de recursos energéticos distribuidos.

La implementación de servicios de flexibilidad en distribución requiere desarrollar un registro común nacional para los recursos de flexibilidad. Este registro almacenará: información de los OPS y agregadores, información de los recursos flexibles, y su estado en el proceso de precualificación y porfolio de recursos para cada servicio de flexibilidad y para cada OPS.

La propuesta de NC DR establece la necesidad de desarrollar una plataforma para el registro de los recursos de flexibilidad. Esta plataforma será la puerta de entrada única para que los proveedores de servicios de flexibilidad puedan gestionar y mantener la información sobre sus unidades. El registro de flexibilidad debe incluir además un registro de todas las unidades que quieran participar en los servicios de flexibilidad, así como registrar su estado en el proceso de habilitación para proveer servicios de flexibilidad. En este sentido es relevante distinguir entre aquellos que son flexibles por necesidades propias con la característica de haber accedido a la red con una conexión flexible (flexibilidad de coste 0) y aquellos recursos que son flexibles porque se han habilitado para participar en alguno de los servicios de flexibilidad por necesidad de la red de distribución (con coste para el sistema).

Las principales funciones del registro de flexibilidad, según se describe en el NC DR, son las siguientes: garantizar la coherencia de asignación de CU a SP y dar cumplimiento al correspondiente proceso de switching de unidades controlables entre diferentes proveedores de servicios de flexibilidad, tal y como está establecido en el NC DR; poner la información a disposición de las terceras partes habilitadas a través de plataformas online, de forma no discriminatoria y sin demoras injustificadas; proporcionar las interfases necesarias para el acceso automatizado de las terceras partes habilitadas; y proporcionar a los usuarios finales y a terceras partes debidamente autorizadas acceso a los datos sobre sus unidades y a los cambios producidos en los mismos.

Publicación de las necesidades de flexibilidad de los GRD

Para la implementación de los servicios de flexibilidad cumpliendo con estos requisitos normativos SIORD desarrollará los siguientes ámbitos:

- Publicación de necesidades de flexibilidad a contratar en el largo plazo (>6 meses) y de recepción de ofertas de potenciales proveedores de flexibilidad por zona de distribución. (Art 54 NC DR)
- Gestión de la disponibilidad y/o de la disponibilidad y el compromiso de activación de las soluciones de flexibilidad de largo plazo (>6 meses) sin interferir en los mercados de corto plazo.

- Intercambio de información de la programación de las unidades (flexibles) de distribución para la activación programada y que sirvan para implantar aquellos productos de flexibilidad programados (tanto conexiones flexibles como mercados locales) (Art 79 NC DR). También como plataforma de intercambio de información cuando se trate de limitaciones temporales (Art 74 NC DR).
- Repositorio donde los OPS deben proporcionar la siguiente información de sus recursos flexibles (CU) al GRD: una línea de referencia (Baseline en Arts 78, 79 y 80 NC DR), información programada (Schedule en Arts 78, 79 y 80 NC DR), y notificación de indisponibilidades (Arts 78, 79 y 80 NC DR).
- Fuente de información para aquellos agentes que deben considerar estas programaciones y activaciones (OS y OM).
- Fuente de información de flexibilidad contratada y resultados de mercado (Art 48 y 57 NC DR).
- Finalmente, SIORD también servirá para que los GRD pongan a disposición del resto de agentes la información relativa a la normativa de referencia, así como las guías para el alta de recursos flexibles y OPS con SIORD y otras guías necesarias.

Los intercambios de información mencionados podrán estar fundamentados tanto en obligaciones asumidas como consecuencia de la participación en un servicio de flexibilidad para el GRD, como en las obligaciones asumidas como consecuencia de haber accedido a la red con una conexión flexible.

Las programaciones y activaciones por lo tanto se ajustarán a las condiciones del acceso flexible en caso de conexiones flexibles o a las condiciones del producto que se diseñe para el servicio de flexibilidad del que se trate. SIORD permitirá todo el abanico de posibilidades de activación.

En el caso de la activación en tiempo real, ésta se producirá a través de una consigna que ya es posible mandar con SIORD.

Gestión individual por parte de los GRDs de los OPS, PIREd, recursos y activaciones.

Aunque SIORD sirva de plataforma única para el registro y la publicación de las necesidades existirán muchas gestiones a realizar con los OPS, PIREd, y los recursos distribuidos que se harán a través de cada GRD de forma individual. SIORD será en la medida de lo posible una pasarela única en la que se unificarán criterios y se asegurará la interoperabilidad. Sólo será un portal de gestión para aquellos procesos que de forma inevitable deben conducirse de forma unificada, incluyendo:

- Establecer los criterios para la habilitación de un OPS.
- Establecer los criterios para la habilitación de una PIREd.
- Establecer las características y atributos de los productos de flexibilidad cuya activación se realiza a través de SIORD.
- Establecer las características y atributos de las tipologías de conexiones flexibles cuya activación se realiza a través de SIORD.
- Hacer de pasarela al mercado de forma unificada.
- Informar de los resultados de casación de mercado cuando proceda para la preparación en su caso de las curvas de programación.
- Consistencia de la información gestionada, especialmente en lo referido a programaciones y activaciones de acuerdo con el diseño de los productos de flexibilidad y a la tipología de conexiones flexibles.

CONCLUSIONES

SIORD es la plataforma que ha resultado del esfuerzo realizado por los gestores de la red de distribución en España por mejorar sus comunicaciones y el acceso a los datos de la red, permitiéndoles una mejor posición para enfrentarse a los retos creados por la descarbonización de la economía.

Como parte de ese proceso, SIORD avanza y se reinventa para poder satisfacer las necesidades futuras, como la necesidad de implementar los sistemas de flexibilidad en las redes de distribución. SIORD busca ser, dentro del marco regulatorio actual, la puerta de acceso común para que los proveedores de servicios de flexibilidad puedan gestionar la información sobre estos, además del registro común nacional para estos recursos. Además, permitirá la difusión de información relevante a diferentes agentes y la publicación de necesidades y disponibilidad de servicios de flexibilidad. SIORD está en una posición muy favorable para interpretar este papel, al ser una plataforma ya operativa que integra a los GRD, uno de los principales agentes en este nuevo mercado. Esto, conjuntamente con las sinergias existentes, le permite ser una solución efectiva, económica, y técnicamente sólida y fiable para satisfacer esta necesidad.

REFERENCIAS

[1] <http://siord.es/> (30/06/2025)

EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO EN LA RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA PARA 2030 MEDIANTE PYPSA-SPAIN

Nerea Goitia-Zabaleta, Investigadora, TECNALIA RESEARCH & INNOVATION

Juan Pedrero Alegría, Investigador, TECNALIA RESEARCH & INNOVATION

Diego García Gusano, Investigador Senior, TECNALIA RESEARCH & INNOVATION

Nora Fernández Pérez, Directora de Proyectos, TECNALIA RESEARCH & INNOVATION.

Resumen: Este trabajo analiza el impacto de la electrificación del transporte sobre el sistema eléctrico español utilizando el modelo PyPSA-Spain. Se evalúan tres escenarios de penetración del vehículo eléctrico —bajo, medio y alto— para el año 2030, considerando su efecto sobre la demanda, el balance energético y las congestiones de red. Los resultados muestran que el incremento de la demanda se concentra en áreas densamente pobladas como Madrid, Barcelona y Valencia. No obstante, el análisis en provincias con menor densidad como Soria, Teruel y Cuenca implican que la demanda nodal tiene otro factor implícito, que debería examinarse más detalladamente, ya que podría no reflejar la realidad de la integración de VE de cada provincia. Se identifican limitaciones en la metodología actual, como la homogeneidad de perfiles de carga y el uso de datos no representativos del contexto español. Se concluye que es necesario un modelado más realista y regionalizado para capturar adecuadamente los efectos del VE en la red eléctrica.

Palabras clave: Vehículo Eléctrico, Modelo Energético, Planificación Energética, Cogestión de red, PyPSA-Spain

1. INTRODUCCIÓN

La transición energética y sus objetivos hacia un futuro más sostenible y descarbonizado requieren una electrificación progresiva del transporte, siendo el vehículo eléctrico (VE) una de las soluciones posibles. La integración de VE, en términos de planificación, operación y adecuación de infraestructuras, supone un gran reto especialmente para la red eléctrica. Por ello, son necesarias nuevas herramientas de simulación y modelado que permitan prever el impacto de una integración masiva de los VE en la red eléctrica.

El modelo PyPSA-Spain (Gallego-Castillo & Victoria, 2025), se basa en el modelo europeo PyPSA-Eur (Neumann, Zeyen, Victoria, & Brown, 2023) y está adaptado al contexto español. Esta plataforma de código abierto, actualmente, sirve para evaluar la planificación energética nacional y su distribución a nivel espacial. Los beneficios de poder contar con un modelo nacional son la posibilidad de contar con una representación más detallada y realista a nivel país, donde se puedan ver las interacciones con diferentes tecnologías de generación y la infraestructura de red existente. En la versión actual de PyPSA-Spain, la versión v2025.04.0, se introducen mejoras en términos eléctricos, sin tener en cuenta el acoplamiento sectorial PyPSA-Eur. En este acoplamiento sectorial, el aspecto del VE se trata dentro del sector transporte, por lo que es objeto de interés evaluar este modelo. Este trabajo analiza los resultados obtenidos con PyPSA-Spain bajo distintos niveles de penetración del VE, donde se identifican las limitaciones actuales del modelo. Asimismo, se proponen mejoras en el modelado del VE para obtener una planificación más precisa en el contexto español. En la sección 2 se describe el modelado del VE en PyPSA-Spain. En la sección 3 se analizan los resultados obtenidos en términos de impacto en la demanda y efectos en la operación del sistema (balance energético y nivel de congestiones anual). También se identifican las principales limitaciones del modelo actual. Finalmente, en la sección 4 se resumen las conclusiones obtenidas y se proponen líneas futuras de trabajo orientadas a mejorar el modelado del VE.

2. PYPSA-SPAIN

PyPSA-Spain es un modelo de código abierto a nivel nacional que busca una mayor resolución espacial y temporal, sin que aumenten los requerimientos computacionales del modelo europeo. Está específicamente diseñado para la España peninsular y las Islas Baleares, y los datos utilizados en generación y demanda proceden de fuentes nacionales, lo que mejora la representación del sistema energético estatal (Gallego-Castillo & Victoria, 2025). Funciona de forma completamente independiente al continente europeo y las interconexiones con Europa se modelan a través de Francia y Portugal mediante dos nodos para cada país.

El modelo de PyPSA-Spain se ha centrado en mejorar la representación del sistema eléctrico respecto a PyPSA-Eur, definiendo los perfiles de demanda y generación para el contexto español (Gallego-Castillo & Victoria, 2025). Las mejoras que introdujeron los autores respecto al modelo de PyPSA-Eur son:

- Mejora de la estimación de los factores de capacidad horaria renovable mediante una transformación cuantil-2-cuantil (Q2Q) a nivel nacional.
- Mejora de la caracterización de la demanda de electricidad a nivel nacional.
- Interconexiones con Portugal y Francia.
- Elegibilidad del suelo para instalar nueva capacidad renovable.

En cuanto al VE, PyPSA-Spain actualmente no introduce cambios respecto a otros sectores (transporte, gas, calor e industria, entre otros) en la metodología de PyPSA-Eur. Por lo que PyPSA-Spain seguiría el modelo de PyPSA-Eur. En el modelo de PyPSA-Eur para España se considera la demanda de transporte de vehículos a motor de la siguiente forma:

- Estadísticas de promedios horarios semanales en base al recuento de vehículos de motor entre 2010 y 2015, provenientes del Instituto Federal Alemán de Investigación de Carreteras (BAST).
- Se tienen en cuenta la zona horaria y el periodo de verano, para capturar la demanda adicional de calefacción y refrigeración del transporte en cada región.
- Se cruzan los datos con la tasa de propiedad de automóviles por cada 1000 habitantes de cada país europeo desde la base de datos JRC-IDEES. Es decir, en el caso de querer modelar la demanda energética del transporte para España, se obtiene esta tasa para España desde el repositorio de la JRC.
- El número total de coches se desagrega a nivel nodal en función de la densidad de población.

Una vez obtenida la demanda energética de transporte, mediante la aplicación de un coeficiente de penetración de VE, se determina qué parte de esa demanda energética es pertinente para VE, vehículos de hidrógeno o vehículos de combustión interna (ICE, por sus siglas en inglés: *Internal Combustion Engine*).

Cabe destacar que la distribución de vehículos mediante la población puede sobreestimar la demanda de carga en grandes núcleos urbanos. Esta hipótesis se fundamenta en la aplicación de Zonas de Bajas Emisiones en las ciudades de más de 50000 habitantes, tal y como exige la Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética, por lo que la propiedad de vehículos per cápita es menor y el uso del coche privado suele ser más limitado. Además, es relevante subrayar que los perfiles de carga se basan en una semana tipo y un único patrón de uso, lo que limita la capacidad del modelo para reflejar con precisión la realidad española. En este contexto, el objetivo de esta comunicación es analizar e interpretar los resultados obtenidos con PyPSA-Spain bajo la metodología actual, así como discutir sus limitaciones y posibles mejoras.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El análisis del VE en PyPSA-Spain se ha desarrollado considerando una distribución administrativa en la que cada provincia tiene un nodo, con horizonte al año 2030. Para ello, se ha tenido en cuenta la demanda eléctrica anual estimada por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030). Acorde a esta línea, se espera que 5,5 millones sean VE dentro de toda la flota matriculada en España. Se analizan tres niveles de penetración: baja, media y alta. Esta clasificación sigue la demanda estimada en el PNIEC 2023-2030. Para establecer un porcentaje de penetración de VE, se tiene como base la matriculación total de vehículos a motor, siguiendo la filosofía del modelado actual. Por lo tanto, un nivel alto de VE para 2030 se traduce en 5,5 millones sobre los 38 millones matriculados en 2025, resultando una penetración del 14,47 %. Para un escenario medio, se asume la mitad entre el escenario de penetración alta y nula, un valor que corresponde al 7,23 %. Por lo tanto, los escenarios analizados son los siguientes:

- El **nivel bajo** representa un escenario base, sin penetración de vehículos eléctricos (demanda nula).
- El **nivel medio** corresponde a una demanda equivalente al 7,23 % del valor máximo estimado.
- El **nivel alto** refleja una penetración acorde al PNIEC 2023-2030, es decir, el 14,47% de la demanda de VE estimada.

Teniendo en cuenta estos escenarios, se analizan a) el impacto de la demanda y b) los efectos en la operación del sistema (balance energético y congestiones de red) para determinar la adecuación de este modelado de VE en el contexto de España.

Impacto en la demanda

Se analiza el aumento de la demanda por provincias. Las provincias utilizadas como ejemplo se escogen en base a la densidad de población. Como mayor densidad se examinan Madrid (854,50 habitantes/m²), Barcelona (751,23 habitantes/m²), y Valencia (246,5 habitantes/m²) y las menos densas Soria (8,68 habitantes/m²), Teruel (9,13 habitantes/m²) y Cuenca (11,5 habitantes/m²), según el Instituto Nacional de Estadística para el año 2024. Estas seis se han seleccionado como casos representativos para mostrar el cruce entre densidad de población y demanda potencial de VE. Se espera que en sus nodos correspondientes ocurra lo siguiente:

- Mayor concentración de población y, por tanto, mayor potencial de adopción de VE.
- Mayores restricciones sobre emisiones y aumento de movilidad sostenible.

El análisis del incremento de la demanda se realiza comparando los escenarios: nivel bajo (sin penetración VE) y nivel alto (PNIEC 2023-2030). Los resultados numéricos se muestran en la Tabla 1. En todas las provincias con mayor densidad poblacional de España, se observa un aumento de la demanda por el VE entre un 5,26 % y un 5,55 % respecto a su demanda sin VE. No obstante, las provincias con menor población se encuentran en una horquilla mayor de entre el 2,21 % y 5,01 %. De esta forma, aunque en el cálculo se especifica que se realiza la asignación de vehículos existe otro factor implícito por determinar. Por lo que este aumento de la demanda debería examinarse más en detalle ya que podría no reflejar la realidad de la integración de VE de cada provincia. A su vez, se ve necesario evaluar las implicaciones socioeconómicas asociadas a la adopción del VE.

Provincia	Nodo	Demanda eléctrica (GWh)		Aumento (%)	Provincia	Nodo	Demanda eléctrica (GWh)		Aumento (%)
		Nivel bajo (VE 0%)	Nivel alto (VE 14,47 %)				Nivel bajo (VE 0%)	Nivel alto (VE 14,47 %)	
Madrid	ES300	166,91	175,79	5,32	Soria	ES417	12,65	12,93	2,21
Barcelona	ES511	141,93	149,81	5,55	Teruel	ES242	12,58	13,21	5,01
Valencia	ES523	68,13	71,72	5,26	Cuenca	ES423	13,13	13,77	4,87

Tabla 1. Aumento de la demanda eléctrica anual por la integración de VE en las provincias más pobladas (Madrid, Barcelona y Valencia) en comparativa con las menos pobladas (Soria, Teruel y Cuenca). Efectos en la operación del sistema

Balance energético

En esta sección se presentan los resultados de la simulación del balance energético del sistema. El objetivo principal es analizar el impacto que el aumento de la demanda de electricidad, derivado de una mayor penetración del VE, tendrá sobre la necesidad de instalaciones de generación y el impacto sobre las infraestructuras de transporte de electricidad. De este modo, se evalúa la capacidad del sistema para mantener el equilibrio entre generación y consumo bajo distintos escenarios de electrificación del transporte.

Los resultados se muestran en la Tabla 2, donde se observa que una mayor penetración de VE incrementa la demanda eléctrica total del sistema. Mientras que el nivel medio registra un aumento eléctrico del 2,40 %, el nivel alto incrementa la demanda eléctrica un 4,81 %. No obstante, al considerar el sistema energético en su conjunto, la demanda energética total disminuye, debido a la reducción del consumo asociado a los ICE. Comparando la demanda energética total respecto al escenario de bajo nivel de penetración, el escenario medio presenta un ahorro energético de un 2,63 %, mientras que el escenario de nivel alto alcanza un ahorro de hasta un 2,89 %. Asimismo, se analizan las tecnologías solar fotovoltaica y eólica terrestre con el objetivo de explorar las necesidades de ambas tecnologías. Comparando la generación energética total respecto al escenario de bajo nivel de penetración, el escenario medio presenta un aumento de la demanda un 3,31 %, mientras que el escenario de nivel alto alcanza un incremento de hasta un 6,48 %. De esta forma se puede concluir que el sistema responde correctamente ya que a medida que la demanda aumenta la energía despachada en las tecnologías de interés incrementan con el fin de equilibrar el incremento en el consumo eléctrico por la mayor penetración del VE en el sistema.

Nivel	Consumo eléctrico (TWh)	Demanda EV (TWh)	Demanda ICE (TWh)	Demanda eléctrica total (TWh)	Aumento demanda eléctrica (%)	Demanda energética total (TWh)	Ahorro energético (%)	Generación Solar Fotovoltaica (TWh)	Generación eólica onshore (TWh)	Generación agregada (TWh)	Aumento generación (%)
Bajo	246,38	-	270,44	246,38	-	516,82	-	49,15	65,87	115,02	-
Medio	246,38	5,92	250,89	252,30	2,40	503,19	2,63	52,39	67,01	119,40	3,81
Alto	246,38	11,86	243,63	258,24	4,81	501,87	2,89	55,12	67,36	122,48	6,48

Tabla 2. Balance energético estatal anual en los niveles bajo, medio y alto de electrificación.

Congestiones de red

El análisis de congestiones se emplea para identificar zonas donde la infraestructura eléctrica podría ser comprometida al aumentar la demanda del VE para 2030. Este indicador se ha empleado para evaluar los efectos bajo distintos niveles de penetración (baja, media y alta). Las congestiones de red se visualizan empleando el código PyPSA-Xplore. Este código representa gráficamente las líneas de transmisión congestionadas. El criterio utilizado en PyPSA-Xplore es, en términos de factor de capacidad (CF, por sus siglas en inglés: *Capacity Factor*), mediante el cuantil 90 %. Es decir, una línea se considera congestionada si, durante la simulación, su flujo supera el 90% de su capacidad en al menos el 10% de las horas simuladas. Esta aproximación permite identificar congestiones más representativas, evitando centrarse únicamente en picos puntuales. Un valor cercano a 1, significa que las congestiones están cercanas al 100 % del CF en términos de cuantil 90 %.

Por lo tanto, se obtienen tres diferentes gráficas dependiendo del nivel de penetración de VE, véase la Figura 1. En el escenario base (Figura 1 a)), es decir, sin VE y para la demanda prevista en el PNIEC 2023-2030, ya se observan líneas de transmisión congestionadas en regiones como la conexión con Baleares, zonas de Andalucía, Castilla la Mancha, y una línea en Galicia y León. Esto sugiere que estas áreas presentan limitaciones estructurales en su red eléctrica, lo que indica la necesidad de reforzar su capacidad de evacuación. Sin embargo, al aumentar la demanda de VE (Figura 1 b) y c)), se espera que las comunidades autónomas con mayor densidad de población, como Madrid y Barcelona, se espera que experimenten mayores niveles de incremento de la demanda eléctrica y, por tanto, mayores niveles de saturación. En ambos casos, los resultados muestran que estas regiones apenas presentan variaciones en términos de congestión, donde las líneas asociadas a los nodos de ambas oscilan entre el 0,2 y 0,4 del factor de capacidad. Por lo que las líneas asociadas a los nodos de estas altas densidades estarían más preparadas para el aumento de la demanda y la integración del VE para 2030.

Se examina más detalladamente el nodo de la provincia de Coruña (ES112), donde se perciben saturaciones en ambas líneas conectadas a ella en todos los escenarios e incrementando en la penetración del VE. Estas líneas están conectadas con los nodos en las provincias de Pontevedra (ES114) y Lugo (ES112). Los resultados numéricos se muestran en la *Tabla 3*. En la conexión con Pontevedra, el valor asciende del 0,53 al 0,69 desde el escenario bajo al alto. Por lo tanto, esta línea requeriría un aumento de la capacidad para la demanda esperada en el año 2030. Teniendo en cuenta el escenario de VE del PNIEC 2030, la línea necesitaría un aumento considerable para no tener congestiones. La línea con Lugo aumenta sus congestiones del 0,43 al 0,56. En este caso, sin una demanda de VE la línea estaría en unos parámetros aceptables con la demanda proyectada a 2030. No obstante, con la integración del VE sería una línea que tener en consideración puesto que tiene un alto nivel de saturación.

También se analiza uno de los casos más críticos de la península que corresponde al nodo en la provincia de Almería (ES611), conectado con los nodos en Granada (ES614) y Murcia (ES620). Tal y como se muestra en la *Tabla 3* posterior, la línea Almería-Granada presenta valores preocupantes desde el escenario base en el que únicamente se integra la demanda prevista para 2030 del PNIEC, registrando una congestión de 1,09. A medida que la penetración de VE aumenta, en un escenario medio las congestiones tienen un valor de 1,34 y, en el nivel alto alcanzan un valor de hasta 1,43, siendo los datos de esta línea preocupantes. Por otro lado, la línea Almería-Murcia tiene unos valores para tener en cuenta, puesto que alcanzan un valor de 0,68 en el escenario base, aunque en los escenarios medio y alto apenas cambia ese valor, mostrando 0,68 y 0,69 en los escenarios medio y alto, respectivamente. Estas líneas requieren especial interés de cara al escenario PNIEC 2030 tanto para el incremento de la demanda eléctrica como para la penetración del VE en estos puntos del sistema.

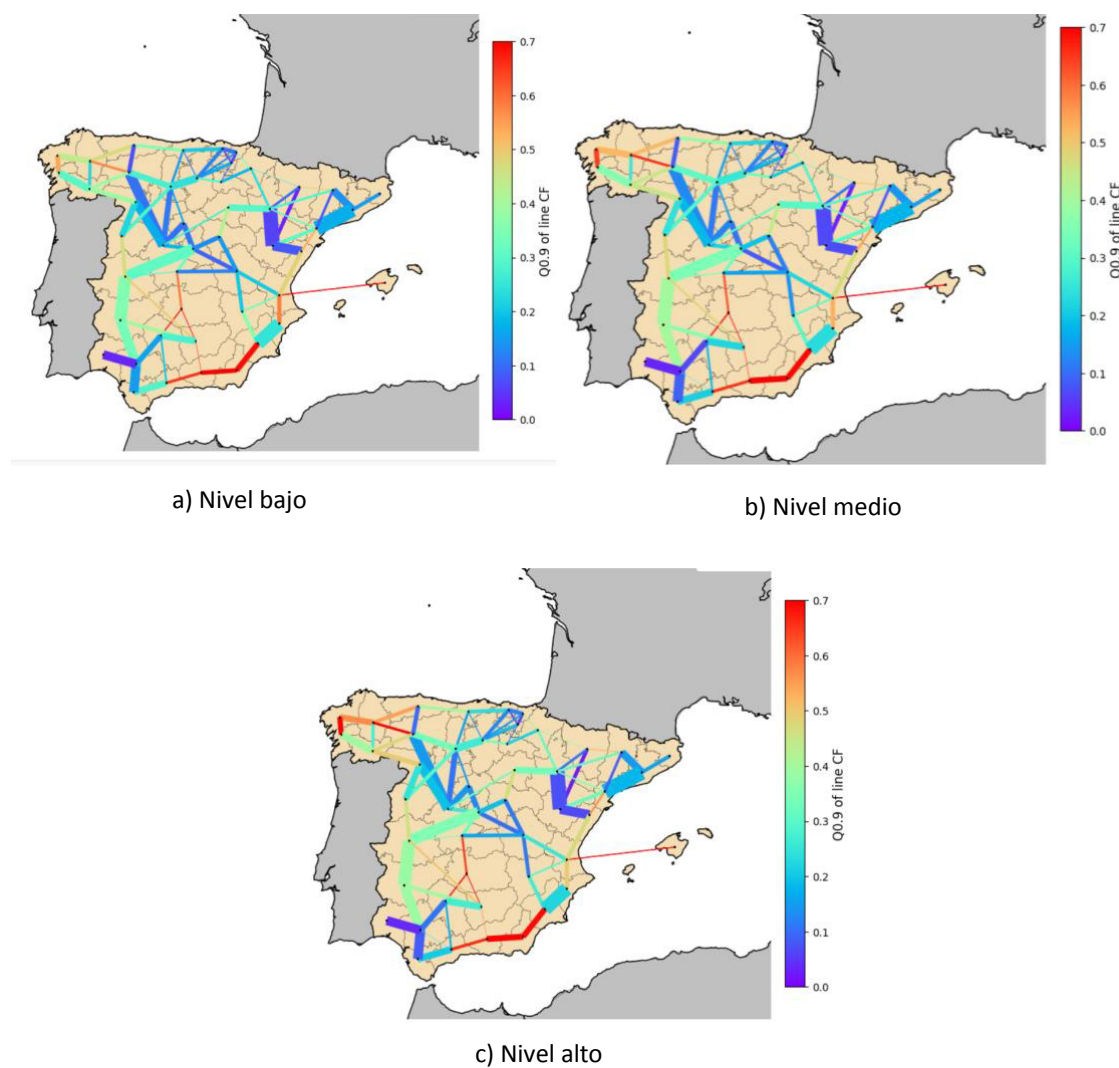


Figura 1. Congestiones a diferentes niveles de penetración de VE.

Línea		Coruña-Pontevedra	Coruña-Lugo	Almería-Granada	Almería-Murcia
Congestión (-)	Bajo	0,53	0,43	1,09	0,68
	Medio	0,64	0,54	1,34	0,68
	Alto	0,69	0,56	1,43	0,69

Tabla 3. Nivel de congestión en las líneas Coruña-Pontevedra, Coruña-Lugo, Almería-Granada y Almería-Murcia en los escenarios de nivel bajo, medio y alto.

Limitaciones

En conjunto, estos resultados indican, por un lado, aunque en el cálculo la **demanda de VE se modele según la población** del nodo asignado, se ve que el incremento de la demanda por la integración del VE no aumenta de forma proporcional en todos los nodos. Por lo que se considera que los datos por regiones darían una mayor perspectiva y realidad al efecto que tienen los VE en la infraestructura. Por otro lado, **los perfiles de uso del VE** se basan en datos de un centro de movilidad alemán, lo que puede no reflejar adecuadamente los patrones de movilidad de España. En la realidad se contará con distintos perfiles de carga según el tipo de usuario (por ejemplo, usuarios con horario de oficina, nocturno o mixto), lo cual cambiaría la curva de la demanda horaria. Además, en cuanto a la **congestión** de la red, no depende exclusivamente de incremento de la demanda de VE por nodo, sino también de **factores estructurales** como las limitaciones en las líneas de transporte. En este sentido, la futura Planificación de la RdT 2025-2030 (Orden TED/1375/2023) habrá de ayudar en dicho proceso.

4. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

El modelado actual con PyPSA-Spain permite analizar la integración del VE en el sistema eléctrico español. No obstante, presenta limitaciones al basarse en una asignación de demanda por nodo en función de la población, la cual se ha visto patente que algún otro factor está implícito, que todavía está por determinar. Cabe destacar que el modelo actualmente cuenta con simplificaciones como el uso de una semana tipo en Alemania y patrones de carga homogéneos. Estas asunciones no reflejan la realidad, ya que la flota de VEs contará con distintos perfiles de carga según el tipo de usuario. La capacidad del modelo para ofrecer una perspectiva realista del impacto del VE en España se ve reducida por estas limitaciones.

Como línea futura, se pretende avanzar hacia un modelado más representativo del contexto de España, donde se quieren incorporar datos de VE por región y diferentes perfiles de carga (diferenciados según uso). Esto permitirá capturar con mayor precisión los efectos reales de la integración del vehículo eléctrico en el sistema eléctrico nacional.

5. AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido realizado en el marco del proyecto europeo DrIVE2X, financiado por el programa de investigación e innovación Horizonte Europa de la Unión Europea bajo el acuerdo de subvención n.º 101056934. Asimismo, los autores queremos agradecer al Prof. Gallego-Castillo su apoyo técnico y dedicación con los primeros pasos avanzados en el marco de PyPSA-Spain.

6. REFERENCIAS

- <https://github.com/cristobal-GC/pypsa-spain> (25 Junio 2025)
- https://pypsa-eur-sec.readthedocs.io/en/stable/supply_demand.html (25 Junio 2025) [GitHub - cristobal-GC/pypsa-Xplore](#) (25 Junio 2025)
- Gallego-Castillo, C., & Victoria, M. (2025). PyPSA-Spain: An extension of PyPSA-Eur to model the Spanish Energy System. Energy Strategy Reviews. doi: 10.1016/j.esr.2025.101764
- Neumann, F., Zeyen, E., Victoria, M., & Brown, T. (2023). The potential role of a hydrogen network in Europe. Joule, 1-25. doi: 10.1016/j.joule.2023.06.016

DIGITALIZATION OF THE DISTRIBUTION GRID: SMART MONITORING FOR EFFICIENT MANAGEMENT

Enrique Rodríguez Laguna, Sales Support Professional, Siemens SA

Sergio Sevileanu, IoT and Data-driven Solutions, Siemens AG

Summary: This paper presents a digital monitoring solution for medium and low voltage distribution infrastructure that integrates sensors, data acquisition, secure communication, and advanced analytics to provide real-time visibility into substations and street cabinets. The system enables early detection of overloads, current unbalances, power factor variations, and other KPIs, facilitating proactive grid management through intuitive visualizations and automated alarms. By improving fault detection, diagnosis, and response capabilities, the solution enhances the reliability and resilience of the distribution network, reducing downtime and operational risks. This approach supports optimized maintenance strategies and informed infrastructure planning, addressing the growing complexity and demands of modern power distribution systems. Furthermore, its modular and scalable architecture ensures adaptability to diverse network configurations and evolving operational requirements, making it suitable for widespread deployment.

Keywords: Distribution Grid, Digitalization Technologies, Smart Grids, Load Monitoring, Edge Computing, Operational View, Data Analytics.

INTRODUCTION

Distribution grids are undergoing a profound transformation. What were once relatively stable, radial networks are evolving (or have evolved now) into dynamic, decentralized systems. This shift is driven by the rapid growth of renewable energy sources, the widespread deployment of EV charging infrastructure, and the increasing variability of consumption patterns. As a result, grid operators face new challenges in maintaining reliability, optimizing asset performance, and ensuring power quality.

Medium and low voltage networks, in particular, secondary substations, are at the forefront of this change. These assets are increasingly exposed to fluctuating loads, bidirectional power flows, and localized congestion. Yet, despite their critical role in grid operation, they often lack real-time visibility and diagnostic capabilities. The absence of transparency at this level limits the ability to detect early signs of stress, respond to faults, and plan infrastructure upgrades effectively.

This paper introduces a digital monitoring solution designed to address these challenges. By integrating intelligent sensors, IoT gateways, and cloud-based analytics, the system enables continuous supervision of key electrical and environmental parameters across the distribution grid. It provides operators with actionable insights, supports predictive maintenance strategies, and lays the foundation for a more resilient and data-driven grid.

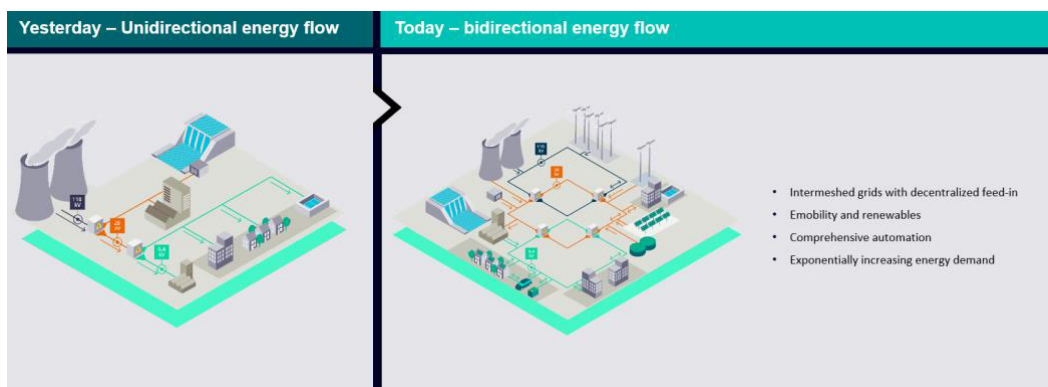


Figure 1: Conceptual diagram contrasting traditional radial grid with modern decentralized grid including EV chargers and renewables.

THE NEW DISTRIBUTION GRID PARADIGM

As distribution networks evolve to accommodate new demands and technologies, their operational complexity increases significantly. This section outlines the key drivers behind the need for digital monitoring and presents the regulatory and technical standards that guide its implementation. Together, these elements form the foundation for a reliable, scalable, and future-ready monitoring solution [1].

Challenges

Some of the challenges are:

- **Increased Demand for Electricity:** According to the International Energy Association (IEA), electricity demand grew by 4.3% in 2024 and is expected to grow at an average rate of 3.4% annually through 2026, which will be among the highest growth rates in the past two decades [2].
- **Integration of Renewable Energy:** The increase of behind-the-meter PV generation introduces variability and unpredictability to the low-voltage networks, making grid balancing more complex. This effect is particularly severe in single-phase distribution grids, causing extreme unbalance in the transformer side.
- **Grid Congestion and Overloads:** Increased electricity demand — especially from electric vehicles — can strain existing infrastructure, leading to localized overloads.
- **Limited Visibility and Control:** Traditional grids lack real-time monitoring, especially in the low-voltage side, making it difficult to detect faults or optimize operations efficiently.
- **Cybersecurity Risks:** As grids become more digital and interconnected, they are increasingly vulnerable to cyberattacks. As attacks can also be done on the demand side, e.g. inverters, the attack surface is even higher.
- **Bidirectional Power Flows:** Distributed generation (like rooftop solar) creates reverse flows that traditional grids weren't designed to handle.

The evolving role of distribution networks

Because of all these challenges, the future electricity distribution grids play an increasingly important role in overall grid reliability, and it is fundamental to increase transparency and data analysis capabilities to achieve this goal. However, in many countries, investment in digitalization is limited by regulatory frameworks, which often do not recognize all expenditures as efficient or eligible for recovery.

The objective of the proposed solution is to be effective in providing operational transparency and, at the same time, efficient as an investment.

- **Sensors:** must be robust and cost effective, allowing easy installation and covering medium voltage (underground and overhead) and low voltage feeders. Besides currents and voltages, temperature is also an important measurement as an indicator of overload and loose connections.
- **Edge computing:** necessary to allow standalone operation in case of failures in communication networks and to optimize data transfer towards the operation center.
- **Cloud Computing:** provides the capacity to analyze historical data and provide real-time situational analysis from multiple locations.
- **Data Export:** not all data analysis needs to be done in real time or with the explicit purpose of providing real time insights. Data can be used to develop new “digital twins” of the distribution grid by using Data-driven modeling [3] in different platforms.

Standards

Standard	Title	Relevance
IEEE 2030 [4]	Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads	Provides a comprehensive framework for smart grid interoperability. It is relevant as it introduces the Grid Interoperability Reference Model (SGRIM), which integrates power system, communications and information technologies.
IEEE 519 [5]	Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems	Sets recommended practices for managing harmonic distortion in electrical systems with linear and non-linear

		loads. It stresses the importance of monitoring the current unbalance and power factor.
IEEE 1451 [6]	IEEE Standard for a Smart Transducer Interface for Sensors and Actuators--Common Functions, Communication Protocols, and Transducer Electronic Data Sheet (TEDS) Formats	It defines the technical requirements for interconnecting distributed energy resources with electric power systems. It covers performance, safety, testing, and operational criteria, including responses to abnormal conditions and power quality.

Table 1: list of standards related to smart grids and digitalization

Main elements in a Secondary Distribution Substation

Secondary substations are critical nodes in the distribution grid. These installations typically include a range of electrical and auxiliary components whose condition and performance directly impact grid reliability. The following section outlines the key elements commonly found in a secondary substation and highlights the monitoring points relevant to digital supervision systems.

- **Medium Voltage Switchgears:** This section comprises the core elements of the MV infrastructure, incorporating a wide range of components such as protection relays, circuit breakers, and other critical devices essential for the safe and reliable operation of the electrical distribution system. Monitoring the condition of these components is crucial, as undetected degradation can lead to severe failures. Common issues include loose or corroded connections causing overheating, insulation breakdown due to humidity or contamination, and malfunctioning operations.
- **Distribution Transformer:** This component constitutes the core element of the secondary substation, and its failure can lead to service interruption across a section of the network. Given its essential function in voltage transformation and load distribution, ensuring its operational integrity is crucial for maintaining overall network reliability. Common failure modes include overheating caused by prolonged overloads or inadequate cooling, and insulation breakdown due to thermal or electrical stress, among other degradation mechanisms.
- **Low Voltage Panel:** As the outgoing section of the substation, the LV panel is responsible for distributing power to end users. Although it is generally considered less critical than other components within the substation, its proper operation remains essential to ensure the continuity and safety of the overall system. Typical failure causes include blown fuses and circuit breaker malfunctions, which can result in partial or total service interruption at the downstream level, as well as potential safety hazards for maintenance personnel and end users.

Ultimately, ensuring the correct functionality of the substation as a whole is a critical objective. To achieve this, maintaining operational transparency must be considered a mandatory task.

SYSTEM ARCHITECTURE AND IMPLEMENTATION APPROACH

To effectively address the increasing complexity and dynamic nature of modern distribution networks, the proposed monitoring solution combines a modular hardware architecture with a scalable, cloud-based analytics platform. This integrated approach enables real-time data acquisition and processing, facilitating advanced diagnostics, predictive maintenance, and enhanced operational decision-making. The modular design ensures flexibility and ease of deployment across diverse network configurations, while the cloud infrastructure provides centralized data management and accessibility.

Hardware architecture.

As highlighted in the previous section, ensuring transparency across the main components of the substation, including the MV switchgear, the transformer, and the LV panel, is essential. The primary objective of the hardware component of the system is to provide accurate and real-time data without requiring complex manual intervention or intrusive procedures. By delivering continuous, reliable information on the operational status of these critical assets, the system facilitates proactive maintenance, rapid fault detection, and informed decision-making, ultimately enhancing the overall reliability and efficiency of the distribution network. The next figure shows an example of system architecture.

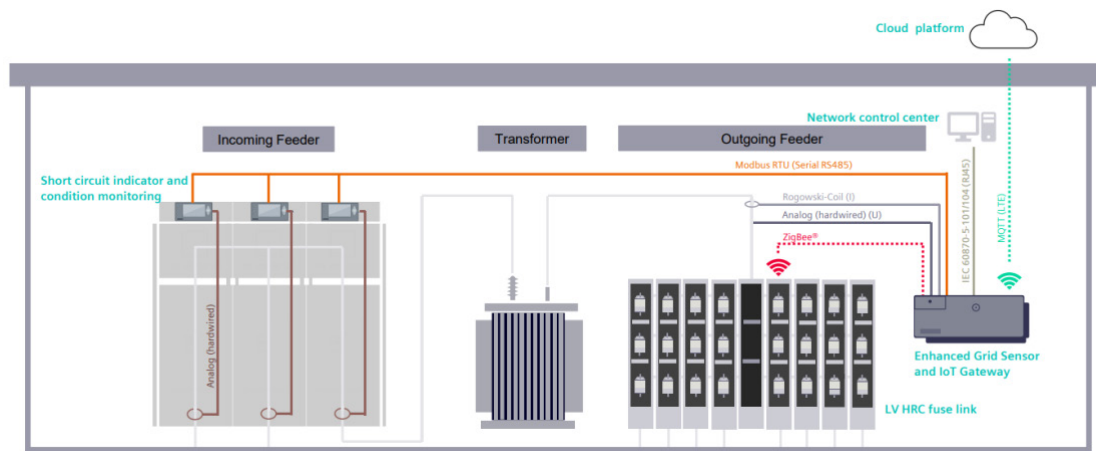


Figure 2: System architecture

Starting with the MV section, the gateway will be connected to a short-circuit indicator via the Modbus RTU protocol, enabling real-time communication and data acquisition. This setup facilitates rapid detection and localization of faults within the medium voltage network, thereby minimizing outage durations and improving system reliability. Furthermore, continuous monitoring of the cable compartment's condition is critical for early failure detection. To achieve this, the installation of PT-1000 temperature sensors within the cable compartment is ideal, as these sensors provide precise thermal measurements that help identify overheating and potential insulation faults before they lead to critical failures.

Similarly, within the transformer section, continuous monitoring is essential to ensure reliable operation and early detection of potential faults. This is achieved through the gateway, which incorporates three-phase measurement capabilities for current and voltage monitoring on the low-voltage side of the transformer. The use of Rogowski coils as current sensors allows for accurate, non-intrusive measurement of alternating currents, making them well-suited for retrofitting and continuous condition assessment.

And finally, moving on to the LV panel, monitoring this section is equally important to ensure proper power distribution to end users and to detect anomalies that could compromise safety or service continuity. Thanks to the integration of smart fuses, it is possible to obtain three-phase current measurements as well as real-time temperature data from each fuse. These fuses communicate using the Zigbee protocol with the IoT Gateway, as illustrated in *Figure 2*.

Leveraging and processing the data

Once the data is collected by the hardware infrastructure at the substation level, all operational data is transmitted to a cloud-based platform for centralized processing and analysis. The system enables real-time visualization of key components within both MV and LV segments of the distribution network.

Alarm functions are implemented throughout the system to ensure timely response to abnormal conditions. When load thresholds predefined by the operator are exceeded, the platform automatically generates alerts, identifying the affected location through both map-based and list-based visualizations. Notifications can be dispatched to operators or maintenance personnel according to the established configuration. As the platform continuously receives data from various sensors and operational devices, it is capable of correlating this information to assess the overall health status of the monitored assets. This integrated analysis supports early fault detection and enables condition-based maintenance strategies ensuring transparency across the grid.

KPIs Calculation for Incoming feeder, transformer and Outgoing feeder

KPI analysis has been conducted at both the fleet and station levels. The fleet level encompasses the entire installed base within a given operational partition, while the station level focuses on individual distribution substations. Comparative analysis is performed between similar types of assets to identify performance variations and support informed decision-making for maintenance and operational optimization. Within the platform's data processing

algorithms, KPI calculations play a central role by leveraging collected operational data to quantify asset performance and condition over time. There are 3 major KPIs: congestion, current unbalance and power factor.

- Congestion: this KPI supports operators in monitoring and interpreting congestion levels across substations and prevent services interruptions.
 - For the incoming feeder congestion is computed by analyzing the rating of the outgoing transformer feeding the incoming feeder. The temporal distribution of congestion levels is determined by applying predefined classification bins based on aggregated data collected during specified aggregation periods.
 - For Transformers, congestion is calculated by comparing the apparent power of each phase against the transformer's rated capacity. The most affected phase is considered in the analysis. Temporal distribution is then determined by using predefined severity bins and aggregated values over the chosen time window.
 - For Outgoing Feeders, congestion is assessed by analyzing the fuse rating associated with each feeder. Current measurements per phase are aggregated over the analysis period, and congestion levels are classified into severity bins accordingly.

The data points for congestion used are:

- Incoming Feeders: 3-phase Apparent Power.
- Transformers: Apparent Power per phase (L1, L2, L3).
- Outgoing Feeders: Current per phase (L1, L2, L3).

- Current Unbalance: for the different assets, current unbalance is computed by analyzing the current values of each phase for the respective assets. The unbalance percentage is calculated and categorized within predefined severity bins based on aggregated current data over the analysis period.

Data points for Current Unbalance:

- Current measurements for phases L1, L2, and L3 for all the assets.

- Power Factor: for the transformers and incoming feeders (MV assets) the Power factor is analyzed by determining the temporal distribution of power factor values within predefined severity bins. For transformers, the phase with the most significant deviation is considered.

Data points for Current Unbalance:

- Incoming Feeders: 3-phase power factor.
- Transformers: Power factor per phase (L1, L2, L3).

Dashboards for visualization

Once the KPIs are computed, it is essential to present them to the grid operator in a clear and intuitive manner. For this purpose, dedicated dashboards are developed to visualize the information effectively. The figures below illustrate two examples: the first is a donut chart that displays the number of assets classified under each severity level (Normal, Warning, and Critical), while the second is a horizontal bar chart highlighting the top ten assets with the longest duration spent in the critical severity bin.

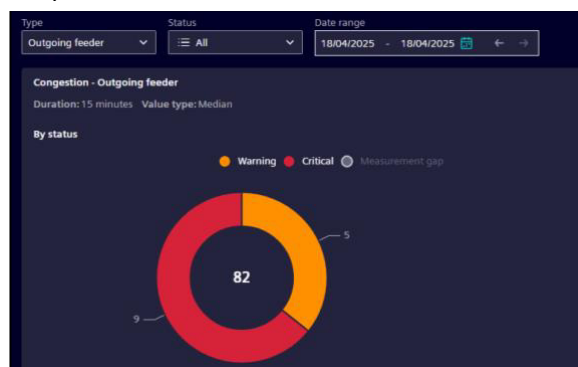


Figure 3: Donut chart dividing the asset per condition for each KPI



Figura 4: Horizontal chart presenting the time spent in each condition per asset

CONCLUSIONS

The proposed monitoring solution demonstrates how digitalization can significantly enhance the visibility, reliability, and resilience of medium and low voltage distribution networks. By integrating sensor data, analytics, and intuitive visualization tools, grid operators are empowered to detect anomalies early, optimize maintenance, and make informed operational decisions. This approach provides a scalable and future-ready foundation for smarter and more efficient power distribution systems. Summarizing a list of advantages for distribution grid operators:

- Proactively detect overload conditions in grid components.
- Handling of bottlenecks.
- Reduce time for manual data collection and analysis.
- Provides valuable insights into the load pattern over time, allowing operators to better understand how power is being consumed and distributed throughout the system.
- Distribution Station KPIs serve as crucial metrics that enable comprehensive performance analysis of distribution stations across the power network. These indicators provide actionable insights for strategic decision-making and efficient load management, ultimately enhancing operational effectiveness and system reliability.

REFERENCES

- [1] S. S. Venkata and A. Pahwa, Electric Power and Energy Distribution Systems: Models, Methods, and Applications. Hoboken, NJ, USA: Wiley-IEEE Press, 2023.
- [2] IEA's Global Energy Review 2024, International Energy Association
- [3] M. Rudolph, S. Kurz, and B. Rakitsch, "Hybrid modeling design patterns," J. Math. Ind., vol. 14, no. 3, Mar. 2024. [Online].
- [4] "IEEE Standard for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads," IEEE Std 2030-2011, Sept. 2011.
- [5] "IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems," IEEE Std 519-2014, June 2014.
- [6] "IEEE Standard for a Smart Transducer Interface for Sensors and Actuators—Common Functions, Communication Protocols, and Transducer Electronic Data Sheet (TEDS) Formats," IEEE Std 1451.0-2007, Sept. 2007.

PLANNING EV CHARGING INFRASTRUCTURE IN DSO GRIDS: A MODULAR WORKFLOW WITH COST-DRIVEN USE CASE

Aravind Ganesh, Senior Software Developer, MathWorks

Miguel Alonso, Application Engineer, MathWorks

Rajarshi Dutta, Senior Software Developer, MathWorks

Sid Attia, Principal Engineer & Industry Manager for Utilities & Energy – Global, MathWorks

Resumen: En esta contribución, proponemos un flujo de trabajo sistemático para la ubicación óptima de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos (VE) en las redes de operadores del sistema de distribución (DSO). El flujo propuesto aborda el impacto técnico-económico de la integración de estaciones de carga en redes de baja y media tensión. Comienza con una fase de modelado de la red eléctrica. A esto, le sigue una fase de optimización que minimiza una función de costos de múltiples componentes, teniendo en cuenta los costos de instalación, el refuerzo de la red, las necesidades de regulación de voltaje y las restricciones de calidad de la energía. El marco también admite el análisis de escenarios y la computación en paralelo para evaluaciones a gran escala. Por último, los resultados pueden visualizarse y utilizarse para el despliegue y la supervisión operativos. La metodología es genérica y extensible, su eficacia se demuestra a través de una aplicación que se centra en minimizar el costo total bajo las limitaciones típicas de los DSO. El flujo de trabajo propuesto permite a los DSO planificar la integración de vehículos eléctricos de manera técnicamente sólida y económicamente eficiente.

Palabras clave: “distribution network”, “optimization”, “EV charging”, “techno-economic analysis”, “power flow analysis”, “EMT”, “parallel computing”, “scenario analysis”

INTRODUCTION

The increasing penetration of electric vehicles (EVs) introduces new challenges for distribution network planning, particularly in identifying suitable locations for EV charging stations (EVCS). The spatial and temporal concentration of EV charging demand can result in local voltage deviations, equipment overloading, increased network losses, and more frequent tap operations in voltage regulators. Addressing these issues requires planning methodologies that account for the physical constraints of distribution grids, the behavior of EV users, and the cost of associated infrastructure upgrades. These considerations are particularly relevant in medium-voltage (MV) radial distribution systems, where unbalanced loading and limited controllability can amplify the effects of localized demand.

The placement of EVCS has been formulated as a multi-objective optimization problem in several studies, balancing grid-side metrics such as voltage profiles, thermal limits, and power losses with cost-related and user-centric objectives. Optimization approaches have included mixed-integer programming, meta-heuristics, and convex relaxations, often evaluated on benchmark feeders that reflect the structure of real-world networks. Among these, the IEEE 123-bus test feeder has been widely adopted due to its high level of detail, including unbalanced loading, phase-specific regulators, mixed line types, and realistic spatial topology. These characteristics make it well suited for analyzing the localized grid impacts of EV charging infrastructure under various penetration levels and control strategies.

In [1] is formulated a mixed-integer optimization problem for EVCS siting that integrates infrastructure cost, voltage support, protective device upgrades, and feeder expansion. Using the IEEE 123-bus feeder, their results show that incorporating protection coordination constraints significantly affects siting decisions, shifting preferred locations toward central branches of the feeder. Das and Bera [2] addressed co-optimization of EVCS and renewable energy source (RES) locations using a modified teaching-learning-based optimization (TLBO) algorithm. Their formulation considered voltage deviation, power loss, reliability, and investment cost, applied to a modified 123-bus feeder, and highlighted the trade-offs between technical and economic criteria in integrated planning scenarios. A growing body of literature has approached the siting problem through multi-objective optimization, considering trade-offs between technical constraints, economic cost, and user accessibility. Several studies have employed simplified or aggregated grid models to capture broader planning trends. For instance, Wang et al. [3] proposed Wang and Li (2019) propose a capacitated facility location model for urban EV charging station placement, optimizing user travel convenience and construction cost using traffic flow data.

Other studies have incorporated distribution grid constraints more explicitly. For example, Sadeghi-Barzani et al. [4] formulated a siting and sizing problem using power flow constraints and considered both grid losses and voltage profiles. In this context, detailed test feeders such as the IEEE 33-bus, 69-bus, or 123-bus systems have often been used to evaluate local grid impacts and validate algorithmic performance under realistic loading and topology conditions.

While these contributions provide valuable insights into the EVCS placement problem, most existing studies focus on individual aspects, either network modeling, optimization, or time-domain validation, treated in isolation. Optimization-based approaches often assume simplified or balanced models, and simulation studies typically examine limited placement scenarios without incorporating siting optimization feedback. As a result, there is limited methodological integration across the different steps required for robust planning.

The contribution of this work is twofold. First, we propose a modular and reproducible **workflow and tool chain** that streamlines the EV infrastructure planning process, from unbalanced distribution network modelling to siting optimization, scenario analysis, and deployment support. The workflow is designed to reduce methodological fragmentation and enhance the interpretability and reusability of the planning process. Second, we demonstrate a **partial application of the workflow** to the EVCS placement problem using the IEEE 123-bus feeder. Through optimization-based siting under technical and economic constraints, we show that this approach yields measurable cost reductions compared to non-optimized or heuristic placements. This supports the value of systematic, tool-supported planning methodologies in the context of evolving distribution system requirements.

THE PROPOSED WORKFLOW

We propose a comprehensive and modular workflow to support Distribution System Operators (DSOs) in evaluating and optimizing the deployment of electric vehicle (EV) charging infrastructure. This workflow is designed to assess the grid impact of an initial EV charging configuration, minimize associated costs, and ensure operational feasibility within existing and future network constraints. It consists of four interlinked steps: model buildup, placement optimization, visualization and scenario studies, and deployment and monitoring, see Figure 1.

The first step, Model Buildup, focuses on creating an integrated simulation environment that includes both the distribution grid model and an initial configuration of EV charging points. The grid model represents the electrical infrastructure of the DSO, including lines, transformers, voltage regulation devices, existing loads, and protection systems. This model can be imported from existing databases or constructed programmatically to allow scalable deployment across networks with thousands of nodes. Depending on the study's requirements, it can support various levels of granularity—from steady-state power flow analysis to high-fidelity dynamic simulations, including electromagnetic transients. In parallel, the initial configuration of EV chargers is defined. If actual deployment data is available, it is incorporated directly into the model. Otherwise, a synthetic configuration can be generated using randomized spatial distributions, vehicle flow modelling based on traffic data or origin-destination matrices, or socio-economic indicators. These chargers are represented as electrical loads, either as constant current devices, PQ-controlled elements, or as time-varying stochastic processes, depending on the analysis scope. In this step, the model also incorporates a cost evaluation framework that accounts for the installation of charging infrastructure, operational and maintenance expenses, reinforcement needs of the underlying grid, and any additional devices required to maintain power quality, such as filters or reactive power compensators. Revenue potential from energy resale or flexibility services can also be modelled. These costs and revenues can be derived from public datasets, manufacturer data, or internal utility references. Together, the network model, the charging configuration, and the associated cost structures establish the input and boundary conditions for the optimization phase.

The second step, Placement Optimization, formulates and solves an optimization problem to determine the most effective allocation of EV charging infrastructure under technical, economic, and regulatory constraints. The objective of optimization can vary depending on the study's focus. It may seek to minimize the total cost of ownership, maximize return on investment, ensure equitable spatial distribution, or minimize peak load impacts. The optimization variables include the locations, types, and quantities of EV chargers, as well as potential grid reinforcements or additional power quality devices. Constraints are defined based on grid operational limits, including voltage magnitude and thermal loading constraints, compliance with grid codes, spatial limitations, and budgetary caps. Where relevant, constraints on the number of chargers per feeder, maximum allowable harmonic distortion, or transformer utilization are included. Given the scale and complexity of the distribution network, this step leverages parallel computing techniques

to accelerate simulation and convergence. Depending on the optimization algorithm, whether based on deterministic solvers, metaheuristics such as genetic algorithms, or surrogate optimization, computational acceleration is achieved through parallel load flow calculations. As optimization progresses, the underlying network model can also be iteratively refined, progressing from simplified representations to detailed dynamic models if transient phenomena such as current inrush, switching events, or voltage sags are relevant to the final assessment.

In the third step, Visualization and Scenario Studies, the results of the optimization are analyzed under various operational and planning scenarios to support robust decision-making. This includes evaluating how the proposed EV charging layout performs under different assumptions related to vehicle adoption rates, user behavior, and temporal patterns of charging demand. For example, probabilistic models can be used to simulate stochastic arrival and departure times of EVs, as well as seasonal or daily variations in grid loading. Additional scenarios can explore the effects of flexible demand control, time-of-use tariffs, integration of stationary storage, or vehicle-to-grid functionalities. The results are presented using tailored visualization tools, highlighting voltage profiles, loading levels of feeders and transformers, expected energy throughput, and localized stress points on the grid. The visualization environment also enables the interactive tuning of key parameters, allowing planners to explore the sensitivity of results to changes in policy, infrastructure costs, or user behavior. This facilitates both long-term strategic planning and shorter-term operational assessments.

Finally, the fourth step, Deployment and Monitoring, supports the practical implementation of the optimized solution. This involves generating technical specifications for the deployment of the selected chargers, including sizing, control integration, and communication requirements. The charging infrastructure is interfaced with the EV charging management system, which may rely on standard protocols to allow real-time monitoring and control. Furthermore, the solution is integrated into DSO's broader supervisory and control environment, such as SCADA to ensure grid-aware management of charging loads. Operational data streams, such as real-time power consumption, utilization rates, or grid event logs, are monitored to assess performance against expectations. These telemetry inputs can also be used to recalibrate the model or trigger re-optimization if deployment conditions evolve significantly. Over time, this monitoring layer enables the establishment of a closed-loop planning framework, where planning, deployment, and operational feedback are continuously aligned. The workflow thus enables DSOs to plan, optimize, and deploy EV charging infrastructure in a technically sound, economically viable, and operationally robust manner.

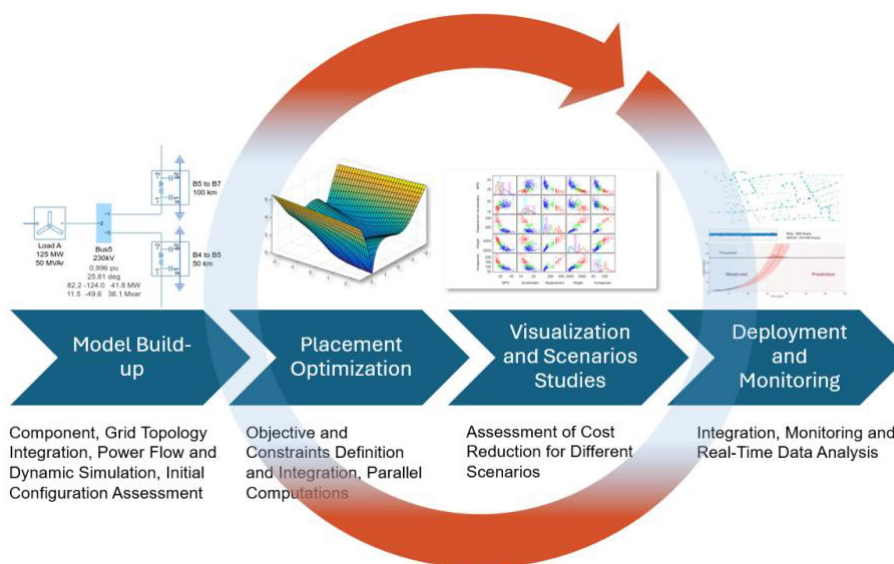


Figure 1. Proposed workflow for EV Infrastructure.

OPTIMIZATION PROBLEM FORMULATION

The objective of the optimization problem is to minimize the total cost associated with the deployment of electric vehicle charging infrastructure within a distribution network. The cost function integrates multiple components relevant to grid planning and power quality:

1. **Station construction cost:** A fixed cost incurred for each selected EV charging station site, independent of the number of charging points installed at that location.
2. **Charging point cost:** A variable cost proportional to the total number of charging points deployed across the network.
3. **Line extension cost:** The cost of extending distribution lines to new charging sites. For simplicity, we assume a constant average line extension length per site; this assumption can be relaxed by introducing a vector of site-specific extension lengths without altering the optimization structure.
4. **Voltage deviation cost:** A quadratic penalty on voltage deviation from nominal values at key buses, capturing the impact of EV charging on voltage profiles. This term implicitly reflects the potential need for voltage regulation equipment, such as autotransformers or capacitor banks, to maintain power quality.
5. **Protection upgrade cost:** A cost component that accounts for necessary upgrades to the protection system (e.g., relays, breakers) resulting from increased short-circuit levels or fault current contributions due to the added EV infrastructure.

Additional cost components, such as operation and maintenance (O&M) costs, transformer upgrade costs, communication and metering infrastructure, and site-specific land acquisition costs, are not explicitly modelled in the present formulation for the sake of simplicity. However, these terms can be readily embedded in the optimization framework as additive cost elements, either as fixed or variable terms, depending on the available data and planning granularity. The modularity of the cost function structure allows these extensions without altering the core optimization strategy. The decision variables consist in distributing the total number of charging points, which is computed based on the expected hourly number of EVs to be served by the grid, the power rating of each charging point, and the utilization factor. In typical distribution systems, charging stations are installed only at three-phase buses, which implies that not all buses are equally eligible for hosting charging infrastructure. The optimization is then formulated as follows

$$\min_x C_{station} \|x\|_0 + (C_{point} + C_{line}P_{point}) \|x\|_1 + C_{voltage} \|\Delta v_{voltage}\|_2^2 + C_{protection} \|I_{current}\|_1$$

s.t.

$$\sum_{i \in N_{inc}} x_i = n$$

And $\underline{x}_i \leq x_i \leq \overline{x}_i$ for $i \in N_{inc}$ and $\underline{x}_i = \overline{x}_i = 0$ for $i \in N_{exc}$

$C_{station}$, C_{point} , C_{line} , $C_{voltage}$, $C_{protection}$ and P_{point} represents respectively the cost of station construction, cost of a charging point, cost of constructing a new line, cost of voltage deviation, additional protection cost and charging point active power (the reactive power can be included) while $\Delta v_{voltage}$ $I_{current}$ represent respectively the voltage deviation from the baseline configuration and the current. The latter variables are obtained via simulating the grid which makes the workflow first step, and second step tightly coupled. The voltage deviation as well as the current are tightly coupled to the decision variable i.e., number of charging points in each selected bus defined by the set N_{inc} , note that some buses can be excluded from the design by adjusting the set of indices N_{exc} . The overall number of charging points is here denoted by n . The optimization problem can be seen as an allocation problem where the cost contains nonlinear terms which makes a difficult problem to solve. In this paper we use surrogate optimization, which is a global optimization method used for expensive, black-box functions with bound, linear, integer, and nonlinear constraints. The algorithm builds a surrogate model (typically a radial basis function) to approximate the objective and guides the search by balancing exploration and exploitation. The algorithm iteratively samples, evaluates, and updates the surrogate, and supports parallel evaluation and mixed-integer variables. It's well-suited for problems where each function evaluation is costly, see [5].

CASE STUDY AND SIMULATION RESULTS

In this study, we utilize the IEEE 123-bus test feeder, a widely adopted benchmark for unbalanced medium-voltage distribution system analysis. The network consists of 123 nodes with a mix of single-phase, two-phase, and three-phase lines, including voltage regulators, capacitor banks, and both wye and delta ZIP loads. It reflects realistic urban/suburban feeder characteristics such as phase imbalance, varying line configurations, and mixed loading conditions. Owing to its modeling richness and practical relevance, the 123-bus feeder is frequently used for validating advanced algorithms in areas such as Volt-VAR optimization, smart inverter coordination, and distribution system state estimation see e.g., [6],[7]

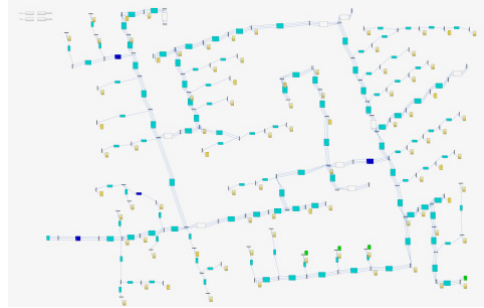


Figure 2. IEEE 123-bus test feeder in Simscape Electrical

This is a simulation-based workflow for planning and optimizing the placement of EVCS in electrical distribution networks evaluates the techno-economic impact of large-scale EV charging integration. In this exercise the EV charging demand is estimated based on vehicle flow with 500 [EVs/hr] ($f_{vehicleFlow}$) and 50 kW power rating per charge point (C_{power}). The total number of required charge points is determined by the expected vehicle throughput and distributed across three-phase nodes (67 possible connection points). The charge curve of Li-ion battery follows a constant current - constant voltage pattern. When EVs charge for a short time, charging current remains constant so each charge point load is modelled as a constant current load.

The vehicle energy charge per km is 0.14 [kWh/km] ($v_{chargeSpeed}$) and vehicle range 250 [km] (v_{range}). The station efficiency is assumed as 0.92 ($S_{chargeEfficiency}$) and an utilization factor of 0.5 ($S_{chargerUtilizationFactor}$).

$$t_{charge} = \frac{v_{chargeSpeed} \times v_{range}}{C_{power} \times S_{chargeEfficiency}} \quad C_{charger} = \frac{S_{chargerUtilizationFactor}}{t_{charge}} \quad N_{chargePoints} = \left\lceil \frac{f_{vehicleFlow}}{C_{charger}} \right\rceil$$

Where t_{charge} is the time it takes for one vehicle to charge [hr], $C_{charger}$ is the number of EVs charged per hour and $N_{chargePoints}$ is the estimated number of charging points rounded up.

The IEEE 123-bus test feeder has a base network load of 3.49 MW. By adding 761 charging points to the network computed from the previous equations, the total aggregated EV charging load is 9.55 MW. This corresponds to a network load of 273.4% relative to the original load.

Two scenarios are considered to demonstrate the importance of choosing the right location for the charging point. The first scenario considers equally distributed charging points across the network. On the second scenario, the placement of the charging points has been optimized through minimizing the cost function described in section "Optimization Problem Formulation". To solve the optimization problem previously described, we used a surrogate optimization [5] (mathematical approximation of the true objective function) suitable for complex and computationally costly simulations, like this distribution network. To speed up the simulation, the full 8 cores were leveraged in parallel. After 100 iterations, the optimizer finds a solution that significantly reduces 14% costs compared to uniform distribution, mainly based on VR and protection upgrade costs [see figure Node Voltage: Initial Vs Optimum Distribution of Charge Points].

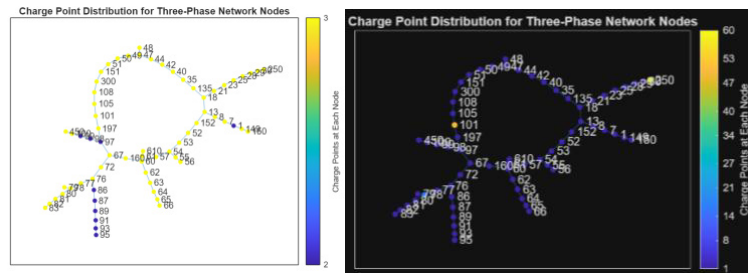


Figure 3. Charge Points at Each Node of the IEEE 123-bus test feeder.

Left Image. Scenario 1, evenly distributed.

Right Image. Senario 2, optimized distribution.

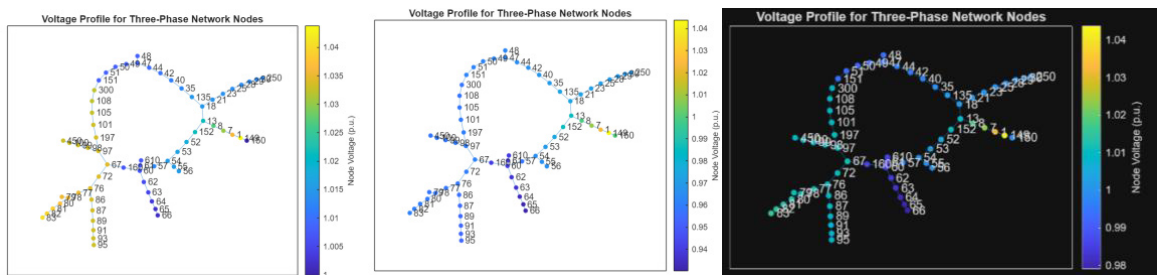


Figure 4. Voltage profile at each node [p.u.]. From left to right, the network has no load, loads in scenario 1 and loads in scenario 2

When EV charging loads are connected, significant voltage drops are observed at several nodes as depicted in Figure 4. Aggregating EV charging load can exceed the base network load, potentially overloading the system if not managed.

The total cost is primarily driven by station installation and voltage upgrade expenses, particularly at high levels of charging point penetration. Therefore, minimizing the number of stations—by strategically placing charging points only at selected nodes (as illustrated in Figure 3)—and carefully choosing nodes to maintain voltages close to the per-unit value (see Figure 4) is an effective approach for this problem. Optimized placement of charging points significantly reduces both voltage regulation and protection upgrade costs compared to a uniform distribution. This targeted allocation tends to cluster charging points at nodes with higher capacity, thereby reducing the overall need for infrastructure upgrades which implied 84% of the costs when evenly distributing charging points (see Figure 5).

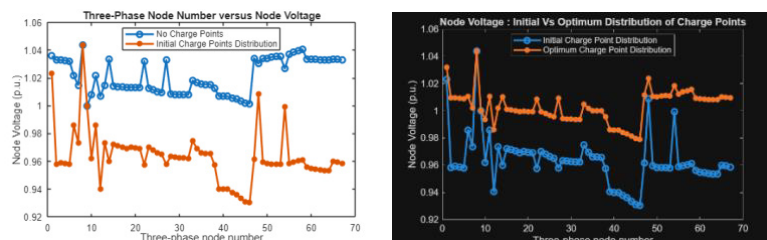


Figure 4. Voltage profile at each node [p.u.] of the network. Left image compairs No load with Scenario 2. Right image compairs scenario 1 and 2.

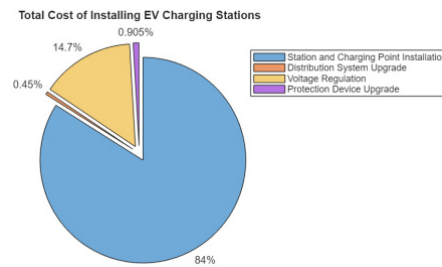


Figure 5. Total Cost of installing EV Charging Stations when charging points are evenly distributed.

CONCLUSION

This work demonstrates a flexible and modular workflow that seamlessly integrates detailed electrical studies with advanced optimization techniques to address the complex techno-economic challenges of EV charging infrastructure planning. By coupling unbalanced distribution network modeling, scenario analysis, and surrogate-based optimization, the proposed approach enables systematic exploration of both technical and economic trade-offs. This integration allows for the identification of optimal charging point placements that minimize total costs while ensuring grid reliability and compliance with operational constraints. The workflow's adaptability supports a wide range of planning scenarios, supporting different network topologies, EV adoption rates, and regulatory requirements. Application to the IEEE 123 bus test feeder, a widely used benchmark for distribution system studies, highlights the significant impact of optimized planning on infrastructure costs. Results show that strategic allocation of charging points, guided by the workflow, can substantially reduce the need for costly voltage regulation and protection upgrades compared to uniform or heuristic siting strategies. This underscores the value of combining rigorous electrical analysis with optimization-driven decision-making in modern distribution network planning. Overall, the workflow provides a practical and scalable tool for utilities and planners seeking cost-effective, robust solutions for the integration of emerging technologies in power distribution systems.

REFERENCIAS

- [1] Q. Cui , Y. Weng , C.-W. Tan, "Electric Vehicle Charging Station Placement Method for Urban Areas," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 6, pp. 6552–6565, November 2019.
- [2] T. Das, D. Bera, "Optimal Placement and Sizing of Electric Vehicle Charging Infrastructure in a Grid-Tied DC Microgrid Using Modified TLBO," *Energies*, vol. 16, p. 1781, Feb. 2023.
- [3] L. Wang et al. , "Research on the location of electric vehicle charging stations based on multiple objectives", *Energy Reports* vol. 8 11825–11839, 2022.
- [4] P. Sadeghi-Barzani et al., "Optimal fast charging station placing and sizing", *Applied Energy*, vol. 125, pp. 289–299, July 2014.
- [5] [surrogateopt - Surrogate optimization for global minimization of time-consuming objective functions - MATLAB](#)
- [6] [Resources – IEEE PES Test Feeder](#)
- [7] D. Jha, Y. Weng, and R. Rajagopal, "Bi-Level Volt–VAR Optimization to Coordinate Smart Inverters With Voltage Control Devices," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 3, pp. 1801–1812, May 2019.

GENERALIZACIÓN DEL CÁLCULO ELÉCTRICO PARA LA GESTIÓN FLEXIBLE DE LA RED

Oier Apaolaza Barandiaran, Ingeniero de Sistemas de Control, I-DE
Johannes Kurz, Desarrollador Software & Ingeniero de Proyectos, SIEMENS

Resumen: La integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos y la electrificación de la economía han provocado una revolución sin precedentes en el sector eléctrico. La red eléctrica actual debe estar preparada para este cambio de paradigma fundamental, que anticipa un aumento significativo en la demanda de electricidad, impulsado por la electrificación de la generación de calor en los sectores industrial y de servicios, así como del transporte de personas y mercancías. Además del aumento de la demanda, el mix de generación también está evolucionando hacia fuentes de energía renovables, caracterizadas por su gran variabilidad, y frecuentemente conectadas directamente a redes de subtransporte o distribución. Todo ello resulta en una red cada vez más estresada. Para fomentar esta transformación, los Operadores de Sistemas de Distribución (DSO, por sus siglas en inglés) deben estar preparados para generalizar un cálculo eléctrico robusto, en tiempo real y en toda la red, que ayude a los operadores de los centros de control en la toma de decisiones y permita que las redes de transporte y distribución sean flexibles y resilientes. La solución descrita en este artículo avanza en esa dirección gracias a la colaboración entre Iberdrola y Siemens en el proyecto OPF, donde se está desarrollando el producto GNA junto con el sistema de control SP7, con el objetivo de abordar proactivamente los desafíos emergentes y aprovechar las oportunidades del futuro.

Palabras clave: Smart Grids, DSO, sistemas de control, tiempo real, GIS, SE, OPF.

INTRODUCCIÓN

En el contexto actual del sector eléctrico, donde la flexibilidad y el aumento de la demanda de electricidad requieren implementar soluciones en tiempo real para operar la red de forma segura y eficiente [2], el GNA (Global Network Analysis) es un producto innovador de Siemens por el que Iberdrola ha apostado para posibilitar la gestión activa de la red.

El GNA ha sido diseñado para trabajar con el nuevo sistema de control de Siemens, el Spectrum Power 7, y combina funcionalidades de análisis de redes de transporte y distribución, lo cual es muy útil para las compañías eléctricas que operan ambas redes. Está diseñado para proporcionar una visión completa del rendimiento de los sistemas eléctricos. Ofrece un conjunto de aplicaciones para la monitorización y el análisis, tanto de redes de transporte, como de distribución, lo que permite a las utilities optimizar la operación, mejorar la calidad de servicio y aumentar la fiabilidad general del sistema.

Con la capacidad de modelar sistemas eléctricos verticalmente integrados en tiempo real y crear simulaciones con el modo estudio, el GNA proporciona una visión integral del rendimiento de la red, permitiendo a las compañías identificar y resolver problemas rápidamente, así como optimizar la red.

En este artículo se describe la solución adoptada por I-DE para poder implementar el GNA, además de algunos aspectos clave del producto.

CONSOLIDACIÓN DEL MODELO ELÉCTRICO EN EL GIS

La transformación digital del sector eléctrico ha impulsado la adopción de tecnologías avanzadas para mejorar la eficiencia, la resiliencia y la sostenibilidad de las redes de transporte y distribución. En este contexto, los Sistemas de Información Geográfica (GIS) se han consolidado como herramientas fundamentales para la gestión de infraestructuras eléctricas, al permitir la representación espacial de activos y la integración de datos técnicos [3]. Por esta razón, se ha decidido incorporar todos los parámetros eléctricos fundamentales para el cálculo y análisis del sistema eléctrico de potencia en el GIS de I-DE, donde se encuentran registrados los activos de red propios y de terceros que afectan a la compañía.

El objetivo es conseguir cálculo eléctrico en toda la red que va desde MAT a MT, es decir, de toda la red comprendida entre los niveles de tensión que van de 400 kV a ≈ 10 kV. Para ello, se ha llevado a cabo una campaña de recopilación de todos los parámetros eléctricos de los activos que se encuentran en estos niveles de tensión e influyen en el cálculo eléctrico. Este precisamente ha sido uno de los grandes retos del proyecto, ya que I-DE cuenta con una amplia red, con más de 11 millones de clientes en una superficie que abarca 190.000 km². Cabe decir que, dentro de este amplio rango de tensiones, no solo hay activos que pertenecen a I-DE, sino también de terceros, como el transportista español REE, que dado el gran impacto que tienen en la red de I-DE, también se han incluido en el modelo eléctrico.

Los elementos de la red que se han tenido en cuenta para este cometido han sido los siguientes: transformadores de potencia, líneas y cables eléctricos, generadores, reactancias y condensadores. Las fuentes de información para la obtención de los parámetros eléctricos incluyen: los valores de diseño del proyecto, ensayos realizados, placas de datos, valores calculados y catálogos de fabricantes. Siempre se han priorizado los datos de mayor calidad. Además, se ha registrado la procedencia de la información y clasificado por calidad, para saber la fiabilidad de los datos disponibles en el GIS.

Con el objetivo de mejorar la estimación de estados, se ha trabajado en cerrar el modelo eléctrico de MAT más allá de la red española, incorporando redes equivalentes en las subestaciones de Francia y Portugal que están próximas a España. Esto mejora la observabilidad de la red de MAT dando lugar a un cálculo eléctrico más robusto y preciso.

Todos los datos mencionados se volcarán periódicamente al Sistema de Control de I-DE, para mantener el modelo de red actualizado y lo más fiel a la realidad como sea posible. Dada la gran cantidad de datos existentes, se ha desarrollado una interfaz que automatiza en gran medida el proceso de volcado desde el GIS al Sistema de Control, facilitando la tarea y posibilitando una alta frecuencia de ejecución.

Los beneficios de recopilar e incorporar los parámetros eléctricos de la red en el GIS, no se limitan al Sistema de Control y la operación de la red. Gracias al trabajo realizado, los datos se encuentran a disposición de todas las áreas de I-DE, mejorando la calidad de las simulaciones que se puedan llevar a cabo para planificar la red del futuro, entre otras ventajas.

CÁLCULOS EN TIEMPO REAL DE LA RED

GNA – Global Network Analysis

El funcionamiento de una red de subtransporte requiere procedimientos como la conmutación verificada con criterios de seguridad y el análisis de contingencias, con el fin de garantizar que el estado de cada equipo y del sistema en su conjunto se mantenga dentro de márgenes seguros en todo momento. La base de estos procedimientos son cálculos eléctricos frecuentes, precisos y robustos en tiempo real. En la red de distribución, que cuenta con una menor densidad de mediciones, los cálculos eléctricos en tiempo real permiten al operador observar el estado de equipos que no están directamente monitorizados por el sistema SCADA. Esta mejora en la capacidad de observación posibilita operar con márgenes de seguridad más ajustados sin aumentar el riesgo operativo, lo que se traduce en una mayor capacidad de la red de distribución. Esta capacidad adicional es necesaria para hacer frente al creciente consumo eléctrico y para conectar un mayor número de fuentes de energía renovable. Esto acelera la transición energética, ya que la construcción de nuevas líneas eléctricas no solo es costosa económicamente, sino también lenta y compleja, especialmente en entornos urbanos.

Actualmente, I-DE opera un sistema de control de red Siemens Spectrum Power 4. En este sistema, los cálculos eléctricos en tiempo real para las redes de (sub)transporte y distribución, son gestionados por dos componentes de software distintos: TNA (Transmission Network Analysis) y DNA (Distribution Network Analysis). En el marco de la actualización a Spectrum Power 7 y del proyecto OPF, I-DE, en colaboración con Siemens, busca adoptar un enfoque holístico que permita utilizar un único módulo de software para los cálculos tanto de (sub)transporte como de distribución. El beneficio de esta integración es que se pueden observar los efectos de desbordamiento (spillover) desde la red de distribución hacia el subtransporte o hacia redes de distribución vecinas. En el pasado, estos efectos no se producían en la operación de la red, ya que la energía se inyectaba de forma centralizada desde grandes plantas y fluía en una única dirección hacia los consumidores en niveles de tensión más bajos. Con el rápido aumento de fuentes de energía renovable de pequeña y mediana escala, el flujo de energía se invierte cada vez más, dando lugar

a estos efectos de desbordamiento. El componente de software Siemens Global Network Analysis (GNA) está en desarrollo precisamente para cubrir esta necesidad.

El componente central del GNA es el estimador de estado. Este estimador considera toda la información disponible en un momento dado y la combina para ofrecer la imagen más precisa posible del estado de la red. Como en cualquier proceso de tratamiento de datos, el resultado solo puede ser tan bueno como la calidad de los datos de entrada, por lo que la disponibilidad y calidad de los datos en tiempo real es clave.

La primera parte de los datos de entrada es el modelo de red, que incluye los parámetros eléctricos de líneas, transformadores y otros equipos, el denominado “modelo estático”. El estimador de estado no puede detectar automáticamente errores en el modelo estático; por ello, durante el proyecto OPF se puso un gran énfasis en completar y mejorar la base de datos GIS como fuente única de verdad para dicho modelo. La segunda parte corresponde a la configuración y las medidas de la red en un momento determinado. Esto incluye las posiciones de los interruptores, las posiciones de tomas de transformadores y reactancias, medidas de tensión, potencia, corriente y otras variables, así como perfiles y programaciones de generadores, cargas y puntos de intercambio que no están directamente medidos.

El estimador de estado, en su núcleo, es un solucionador de mínimos cuadrados ponderados. Cuanta más información se proporcione, más cercana será la estimación del estado de la red al estado real. Las partes malladas de transporte y subtransporte, monitorizadas y/u operadas por I-DE, están bien cubiertas por mediciones en tiempo real del sistema SCADA, por lo que no se requiere información adicional. Sin embargo, en la red de distribución radial, la información disponible en tiempo real es limitada. Esto da lugar a dos regímenes distintos en los que debe operar el estimador de estado. En la red mallada de (sub)transporte, la disponibilidad de mediciones permite obtener resultados altamente precisos, que pueden utilizarse no solo para la detección de violaciones de límites, sino también para los procedimientos mencionados anteriormente, como el análisis de contingencias y la conmutación segura verificada. En la red de distribución radial, el estimador de estado opera con tolerancias mayores, por lo que los resultados pueden utilizarse para detectar violaciones de límites en líneas o barras no medidas, que de otro modo pasarían desapercibidas.

Durante el preprocesamiento de cada ejecución del estimador de estado GNA, se analiza la red para determinar qué partes pueden considerarse subsistemas de transporte de alta precisión y cuáles deben tratarse como subsistemas de distribución de baja precisión. Los criterios utilizados son el nivel de tensión y la topología (mallada o radial). Los distintos subsistemas se dividen y se calculan por separado. Los resultados del subsistema de transporte se utilizan como entrada para los subsistemas de distribución, de modo que en los puntos de intercambio los resultados coincidan [1, 4]. Al operador se le presentan los resultados en una misma interfaz, junto con la información sobre si determinados equipos pertenecen a un subsistema de transporte o de distribución, lo que le permite tener una visión holística de toda la red observable. Este enfoque de división de la red ofrece además un segundo beneficio: dado que la red de I-DE cuenta con más de 100.000 buses solo en la región Norte, la calidad de los datos varía según la ubicación. Hay partes de la red donde la calidad y disponibilidad de los datos es demasiado baja como para obtener resultados fiables. Al dividir la red en múltiples subsistemas de distribución independientes, la no convergencia en una ubicación no afecta a los cálculos del resto de la red. De este modo, se contienen los efectos negativos derivados de la variabilidad en la calidad y disponibilidad de los datos.

El GNA entró en operación como piloto en diciembre de 2022. Desde entonces, ha calculado de forma fiable el estado de la red de I-DE en intervalos de cinco minutos. La calidad y estabilidad del GNA se ha llevado a un nivel satisfactorio, adecuado para su uso en operación en tiempo real.

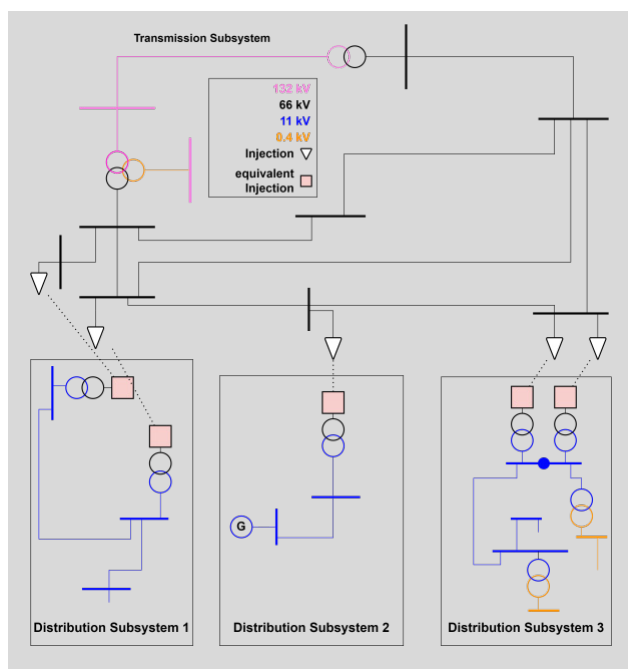


Figura 1. División de la red en subsistemas.

Patrones históricos de carga en centros de transformación

Otro de los objetivos del proyecto OPF es aumentar la precisión de los cálculos eléctricos en la red de distribución. Como se ha descrito anteriormente, es esencial disponer de datos de entrada suficientes y precisos para que el estimador de estado produzca resultados fiables. Cuando esta necesidad de datos no puede cubrirse mediante medidas en tiempo real del sistema SCADA, deben utilizarse otras fuentes. I-DE opera más de 180.000 transformadores de centros de transformación secundarios, que conectan los niveles de tensión de la red de distribución (10–20 kV) con los 0,4 kV con los que se suministra a la mayoría de los clientes. Solo una pequeña fracción de estos transformadores está monitorizada mediante el SCADA. Para compensar la falta de información en tiempo real, pueden utilizarse patrones históricos de carga. El equipo de análisis de datos de I-DE ha utilizado los patrones de consumo de los últimos años para derivar curvas de carga para toda la semana y para días festivos. Además del día de la semana y la hora del día, la temperatura exterior es el factor más relevante para determinar el consumo eléctrico. Por ello, se emplean diferentes curvas de carga para cada estación del año. El equipo de análisis de datos ha creado 128 patrones comunes de carga activa para cada estación. Estos patrones describen la curva de carga del 92 % de los transformadores de centros de transformación secundarios con una precisión razonable. El 8 % restante corresponde a transformadores atípicos, que cuentan con un patrón específico.

También se ha observado que la potencia reactiva no presenta la misma periodicidad ni predictibilidad que la potencia activa, por lo que no se pueden aplicar patrones en este caso.

CONCLUSIONES

Este trabajo ha presentado un enfoque innovador para afrontar los retos actuales del sector eléctrico, marcados por la creciente electrificación de la economía, los retos de la flexibilidad y la progresiva saturación de las redes de transporte y distribución. La solución desarrollada en el marco del proyecto OPF y el producto GNA, fruto de la colaboración entre Iberdrola y Siemens, representa un avance significativo hacia una red eléctrica más flexible, resiliente y preparada para operar bajo condiciones cada vez más exigentes.

La integración entre el GNA (Global Network Analysis) y el Spectrum Power 7 representa un avance significativo en la gestión de redes de transporte y distribución, permitiendo una estimación más precisa y una toma de decisiones más ágil. En un contexto donde la digitalización y la automatización de las redes son claves para la transición energética, un motor de cálculo eléctrico sólido y estable es más necesaria que nunca para controlar de manera exitosa todas las variables que afectan al problema de la incertidumbre que las conexiones flexibles añaden al paradigma actual y que se suma a la imprevisibilidad de la generación renovable.

La puesta en operación del GNA, prevista para el año 2026, abre nuevas oportunidades para multitud de áreas dentro de I-DE. En definitiva, este desarrollo no solo responde a los desafíos actuales, sino que también anticipa las necesidades futuras del sistema eléctrico, contribuyendo a una transición energética más eficiente y segura.

REFERENCIAS

- [1] ABBASI, Alireza; SEIFI, Alireza. A New and Fast Coordinated Approach to State Estimation in Integrated Power Systems. *International Review of Electrical Engineering*, 2010, 5. Jg., Nr. 2.
- [2] Mohandes, B., El Moursi, M. S., Hatziargyriou, N., & El Khatib, S. (2019). A Review of Power System Flexibility With High Penetration of Renewables. *IEEE*.
- [3] Sekhar, A. N., Rajan, K. S., & Jain, A. (2008). Spatial Informatics and Geographical Information Systems: Tools to Transform Electric Power and Energy Systems. In *TENCON 2008 – IEEE*.
- [4] SUN, H. B.; ZHANG, B. M. Global state estimation for whole transmission and distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 2005, 74. Jg., Nr. 2, S. 187-195.

GENERALIZATION OF ELECTRICAL CALCULATION FOR FLEXIBLE GRID MANAGEMENT

Oier Apaolaza Barandiaran, Control Systems Engineer, I-DE
Johannes Kurz, Software Developer & Project Engineer, SIEMENS

Abstract: The integration of renewable energy in power systems and the electrification of the economy has caused the energy sector to experience an unprecedented revolution. The current power grid must be adequately prepared for this fundamental shift, which anticipates a significant increase in electricity demand driven by the electrification of heat generation in industrial and service sectors, as well as the transportation of people and goods. In addition to rising demand, the generation mix is also evolving toward renewable energy sources, characterized by their inherent variability and increasingly connected directly to sub-transmission or distribution networks. These developments are resulting in a progressively more stressed grid. To encourage this transformation, the Distribution System Operators (DSO) must be prepared to generalize a robust electrical calculation, in real time and across the grid, to assist grid control center operators on the decision taking and allow the transmission and distribution grids to be flexible and resilient. The solution described in this paper heads in that direction with the collaboration between Iberdrola and Siemens in the OPF project, where the GNA product is being developed along with the SP7 grid control system to proactively address emerging challenges and strategically capitalize on future opportunities.

Keywords: Smart Grids, DSO, Control Systems, Real Time, GIS, SE, OPF.

INTRODUCTION

In the current context of the electric power sector, where flexibility and increasing electricity demand require the implementation of real-time solutions to operate the grid safely and efficiently [2], GNA (Global Network Analysis) is an innovative product from Siemens that Iberdrola has chosen to enable active grid management.

GNA has been designed to operate with Siemens' new control system, the Spectrum Power 7, and combines transmission and distribution network analysis functionality, which is very useful for utilities that operate both types of grids. It is designed to provide comprehensive insights into the performance of power systems. It offers a suite of applications for monitoring and analyzing both transmission and distribution networks, enabling utilities to optimize their operations, improve service quality, and enhance overall system reliability.

With the ability to model vertically integrated power systems in real-time and in study mode. GNA delivers a comprehensive view of network performance, allowing utilities to quickly identify and resolve issues as well as optimize the grid.

This article describes the solution adopted by I-DE to implement GNA, along with some key aspects of the product.

CONSOLIDATION OF THE ELECTRICAL MODEL IN THE GIS

The digital transformation of the power sector has driven the adoption of advanced technologies to improve the efficiency, resilience, and sustainability of transmission and distribution networks. In this context, Geographical Information Systems (GIS) have become essential tools for managing electrical infrastructure, enabling the spatial representation of assets and the integration of technical data [3]. For this reason, it was decided to incorporate all fundamental electrical parameters required for electrical calculation and analysis of the power system into I-DE's GIS, where both company-owned and third-party network assets that impact the operation of the grid are registered.

The goal is to achieve electrical calculation across the entire grid, from very high voltage transmission (VHV) to medium voltage distribution (MV), covering voltage levels ranging from 400 kV to approximately 10 kV. To this end, a comprehensive data collection campaign was carried out to gather all the electrical parameters of the assets operating within these voltage levels and influencing the power system calculations. This has been one of the major challenges of the project, as I-DE manages an extensive network serving over 11 million customers across an area of 190,000 km².

It is important to note that, within this wide voltage range, the network includes not only assets owned by I-DE but also third-party assets, such as those belonging to the Spanish transmission system operator REE. Given their significant impact on I-DE's grid, these assets have also been incorporated into the electrical model.

The network elements considered for this purpose include: power transformers, overhead lines and underground cables, generators, reactors, and capacitors. The sources of information used to obtain the electrical parameters include: project design values, test results, nameplate data, calculated values, and manufacturer catalogs. Priority was always given to the highest-quality data. Additionally, the origin of the information was recorded and classified by quality level, in order to assess the reliability of the data available in the GIS.

To improve state estimation, efforts have been made to extend the very high voltage (VHV) electrical model beyond the Spanish grid, incorporating equivalent networks at substations in France and Portugal that are close to Spain. This enhances the observability of the VHV network, resulting in a more robust and accurate electrical calculation.

All the above-mentioned data will be periodically transferred to I-DE's Control System to keep the network model as up-to-date and accurate as possible. Given the large volume of existing data, an interface has been developed to largely automate the transfer process from the GIS to the Control System, simplifying the task and enabling a high execution frequency.

The benefits of collecting and incorporating the network's electrical parameters into the GIS are not limited to the Control System and grid operation. Thanks to the work carried out, the data is now available to all areas within I-DE, improving the quality of simulations that can be performed for future grid planning, among other advantages.

REALTIME NETWORK CALCULATIONS

GNA – Global Network Analysis

The operation of a sub-transmission grid requires procedures like security checked switching and contingency analysis to ensure that the state of every equipment and the system as a whole is within safe margins at any time. The basis of these procedures is frequent, accurate and robust electrical calculation in real time. In the less densely measured distribution grid real time electrical calculations allow the operator to observe the state of equipment which is not directly measured by SCADA. This improved observability enables tighter safety margins without increasing operational risk, resulting in increased capacity of the distribution grid. This increased capacity is needed to cover the rising electricity consumption and to connect more renewable energy sources. This speeds up the energy transition as building new lines is not only costly, but also slow and cumbersome, especially in urban environments.

Currently I-DE operates a Siemens Spectrum Power 4 grid control system. In this system the real time electrical calculations for (sub-)transmission and the distribution parts of the grid are handled by two different software components: TNA (transmission network analysis) and DNA (distribution network analysis). Within the scope of the upgrade to Spectrum Power 7 and the OPF project, I-DE in collaboration with Siemens strives for a holistic approach, to use only one software module for both (sub-)transmission and distribution calculation. The benefit is that spillover effects from distribution to sub-transmission or neighboring distribution grids can now be observed. In the past such spillover effects were not present in grid operation, as power was injected by large plants centrally and only flowed in one direction towards the consumers at the lower voltage levels. With the rapid increase of small and medium renewable energy sources the power flow is increasingly reversed, leading to such spillover effects. The Siemens Global Network Analysis (GNA) is a software component in development to cover exactly this need.

The core component of GNA is the state estimator. The state estimator considers all available information at a given moment and combines it to provide the most accurate possible overall picture of the state of the grid. As with any form of data processing the result can only be as good as the input, so the availability and quality of the available data in real time is key.

The first part of the input is the grid model including the electrical parameters of lines, transformers and other equipment, the so called “static model”. The state estimator cannot detect errors of the static model automatically; therefore, a lot of emphasis was put into completing and improving the GIS database as single source of truth for the static model during the OPF project. The second part is the configuration and measurements of the grid at a given time. This includes switch positions, transformer and shunt tap positions, voltage, power, current and other measurements as well as profiles and schedules for generators, loads and transfer points which are not measured.

The state estimator at its core is a weighted least square solver. The more information that can be provided, the closer the estimated state of the grid is to the actual one. The meshed transmission and sub-transmission parts monitored and/or operated by I-DE are well covered by real-time SCADA measurements, so no additional information is needed. However, in the radial distribution grid the available real-time information is scarce. The consequence is two different regimes the state estimator needs to operate in. In the meshed (sub-)transmission grid the availability of measurements allows for highly accurate results that can be used not only for limit violation detection, but also for the above-mentioned procedures contingency analysis and security checked switching. In the radial distribution grid, the state estimator operates with higher tolerances, so the results can be used to detect limit violations in unmeasured lines or buses, that would otherwise go unnoticed.

During the preprocessing of every GNA state estimator run, the grid is analyzed to see which network parts can be considered a high accuracy transmission subsystem and which need to be a low accuracy distribution subsystem. The criteria are voltage level and topology (meshed or radial). The different subsystems are split and calculated separately. The results of the transmission subsystem are used as an input for the distribution subsystems, so at the transfer point the results match [1, 4]. To the operator the results are presented within the same UI with the information if certain equipment was part of a transmission or distribution subsystem, so they have a holistic view across the whole observable network. The grid splitting approach also offers a second benefit: As I-DEs network is over 100,000 buses in the Norte region alone, data quality varies from location to location. There are parts of the network where the data quality and availability is too poor to lead to a sensible result. By splitting the grid into many separate distribution subsystems, the nonconvergence at one location does not affect the calculations of the rest of the network. Therefore, the negative effects of varying data quality and availability are contained.

The GNA first went into pilot operation in December of 2022. Since then, the GNA calculated the state of I-DEs grid in a five-minute interval

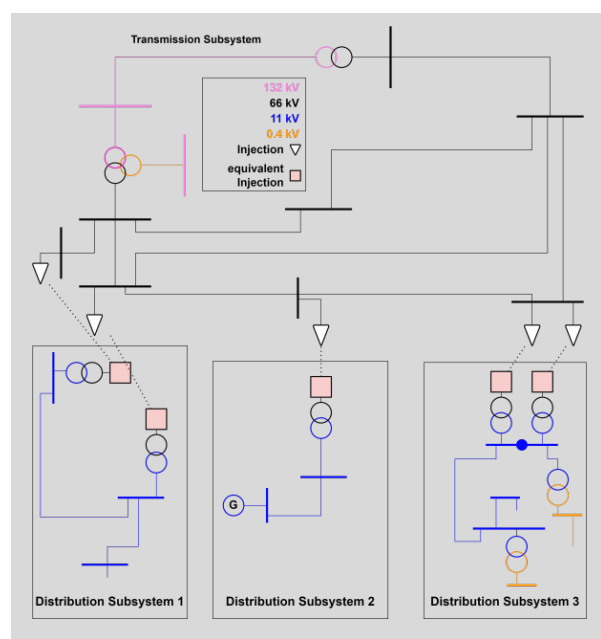


Figure 1. Grid Splitter Subsystems.

Historic Load Patterns of Secondary Substations

Another aim of the OPF project is to increase accuracy of the electrical calculations in the distribution grid. As previously described it is essential to have enough and accurate input data for the state estimator to produce reliable results. Where this need for data cannot be fulfilled by real-time SCADA measurements, other sources must be used. I-DE operates over 180,000 secondary substation transformers. These link the voltage levels of the distribution grid (10-20kV) with the 0.4kV most customers are supplied with. Only a small fraction of which are measured via SCADA. To compensate for the lack of real-time information, history load patterns can be used. I-DEs data analysis team has used the consumption patterns of the last few years to derive load curves for the full week and for public holidays. Beside the weekday and time of day, the outside temperature is the largest factor in determining electricity consumption. Therefore, we use different load curves for different seasons. The data analysis team derived 128 common active power load patterns for each season. These patterns describe the load curve of 92% of secondary substation transformers with reasonable accuracy. 8% of the transformers are outliers and have a dedicated pattern.

It was also found that reactive power does not show the same periodicity and predictability as active power, so no patterns can be used.

CONCLUSIONS

This work has presented an innovative approach to addressing the current challenges of the electrical power sector, driven by the increasing electrification of the economy, the growing need for flexibility, and the progressive saturation of transmission and distribution networks. The solution developed within the framework of the OPF project and the GNA product, resulting from the collaboration between Iberdrola and Siemens, represents a significant step forward toward a more flexible, resilient, and capable power grid, ready to operate under increasingly demanding conditions.

The integration between GNA (Global Network Analysis) and Spectrum Power 7 represents a significant advancement in the management of transmission and distribution networks, enabling more accurate estimation and faster decision-making. In a context where digitalization and automation of the grid are key to the energy transition, a robust and stable electrical calculation engine is more necessary than ever to successfully control all variables affecting the uncertainty introduced by flexible connections, an added complexity to the current paradigm, compounded by the unpredictability of renewable generation.

The commissioning of GNA, scheduled for 2026, opens up new opportunities for multiple areas within I-DE. Ultimately, this development not only addresses current challenges but also anticipates the future needs of the power system, contributing to a more efficient and secure energy transition.

REFERENCES

- [1] ABBASI, Alireza; SEIFI, Alireza. A New and Fast Coordinated Approach to State Estimation in Integrated Power Systems. *International Review of Electrical Engineering*, 2010, 5. Jg., Nr. 2.
- [2] Mohandes, B., El Moursi, M. S., Hatziargyriou, N., & El Khatib, S. (2019). A Review of Power System Flexibility With High Penetration of Renewables. *IEEE*.
- [3] Sekhar, A. N., Rajan, K. S., & Jain, A. (2008). Spatial Informatics and Geographical Information Systems: Tools to Transform Electric Power and Energy Systems. In *TENCON 2008 – IEEE*.
- [4] SUN, H. B.; ZHANG, B. M. Global state estimation for whole transmission and distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 2005, 74. Jg., Nr. 2, S. 187-195.

CONGESTION MANAGEMENT IN MEDIUM VOLTAGE NETWORKS IN N AND N-1 SITUATIONS

Amritha Jayan^{1,2,3,*}, Irena Dukovska^{2,3}, Evelin Miedema-Bakos², Jerry Jinfeng Guo², Yu Xiang^{2,3}

¹N-SIDE, Louvain-la-Neuve, Belgium (current)

²Alliander N.V., Arnhem, Netherlands

³Eindhoven University of Technology, Eindhoven, Netherlands

*aja@n-side.com

Abstract— Ensuring the effective management of medium voltage networks is essential for maintaining stable electrical distribution, particularly as demand increases and grid reliability becomes more critical. This study presents an innovative approach that combines sensitivity analysis with optimization to enhance congestion management for medium voltage routes in day-ahead planning. By focusing on system resilience and pinpointing critical operational scenarios through thorough examination of congestion dynamics under both N and N-1 conditions, this method aims to optimize resource use and ensure uninterrupted electricity supply. The approach also addresses challenges like network overloading caused by customer flexibility and adjusting to network topology changes caused by maintenance or unexpected outages. For distribution system operators, having precise and rapid calculation methods is crucial. A case study using actual data from Alliander, a Dutch distribution system operator, demonstrates this approach's capability to adequately provide the necessary flexibility for effective congestion management across various network configurations.

1. INTRODUCTION

The increasing integration of distributed renewable energy resources and the increasing rate of electrification lead to a growing incidence of grid congestion which poses a challenge to distribution system operators (DSOs). Fortunately, the flexibility of DERs offers a solution to manage and flatten the peaks created by these energy resources, ensuring that the total load stays within safe network limits [1]. Flexibility is defined as the ability of a power system to utilize its resources to respond to changes in net load. Demand side flexibility refers to the shiftable part of the load without violating the comfort standards of the consumers [2]. The utilization of flexibility from small-scale providers through dedicated Congestion Management (CM) markets has emerged as a practical solution to mitigate these congestions [3]. Marketbased mechanisms for CM have been recognized as essential in the European Union's electricity market [4].

When utilizing customers' flexibility to solve congestion problems in the distribution network, the effect of the contracted power on the power flows in the network should be evaluated. The activated CM solution should not cause other issues elsewhere in the distribution network. Moreover, operational reliability criteria of the network should be maintained. One such criterion is the N-1 criterion. The distribution MV grid in the Netherlands is built in a meshed way, but it is operated radially. This means that in the occurrence of a failure or planned maintenance actions, the grid can be reconfigured so that power is supplied via an alternative feeder. During the period when the grid is operated in an N-1 state, the requirements for CM may change due to the reconfigured topology.

In the Netherlands, Congestion Service Providers (CSPs) can provide CM services to network operators by activating the flexibility of customers located in the distribution network. The activated CM contract will result in changes in the power injections and consecutively in the power flows in the distribution network. Therefore, DSOs should evaluate which CM contracts to activate in order not to cause problems elsewhere in the network. Considering the scale of the distribution network and the number of connected customers, DSOs require automated, efficient and accurate calculation methods.

In this paper, we propose the use of linear sensitivity matrix to determine flexibility requests for CM contracts combined with an optimization problem to determine whether a contracted CM solution will adhere to the reliability criteria in both N and N-1 situation. The proposed method is applied to a case using data from a Dutch DSO.

2. METHODOLOGY

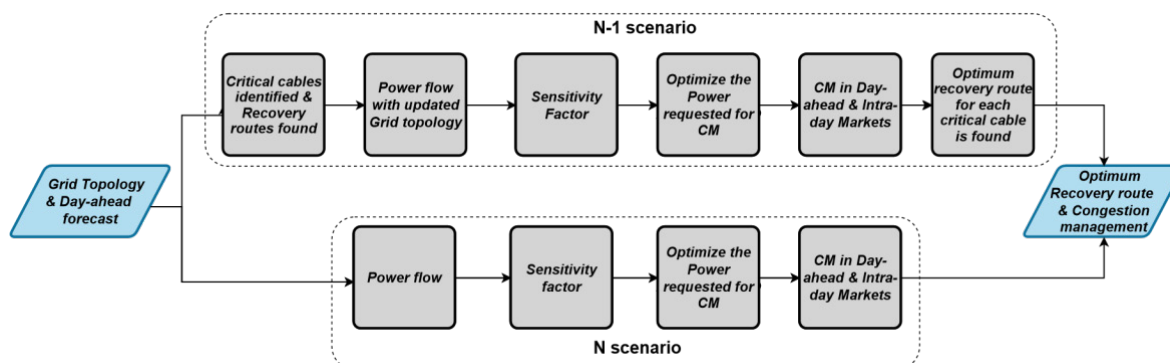


Figure 1: Overview of the methodology.

A. Congestion management in the Netherlands

Congestion management using flexibility from customers is possible in the Netherlands via two types of contracts, Capacity Limiting Contracts (CLC) for the day-ahead domain and redispatch contracts (RD) for the intra-day market domain. The service is provided via Congestion Service Providers (CSPs) which can represent a single or an aggregation of multiple customers [5]. The minimum capacity for participation currently is 0.1 MW [6].

With CLCs, the capacity of the customer is restricted during a time period for which the customers receives compensation as agreed in the contract. The maximum restriction and other conditions are specified in the contract. Network operators are responsible for communicating the requested power and the times of activation before the closing of the day-ahead market. In this way CSPs can adjust their position in the day-ahead market.

After the baseline of the day-ahead trades are established, network operators can request flexibility relative to this baseline in the intra-day market by activating redispatch contracts in a congested area. The communication is facilitated by a national platform to manage congestion called Grid Operators Platform for Congestion Solutions (GOPACS) [6]. Transmission and distribution network operators can submit requests indicating the power and direction needed to resolve congestion in congested areas. Participating customers from the congested area respond by submitting orders in the desired direction. GOPACS connects to intra-day trading platforms, such as ETPA and EPEX SPOT, and matches these orders with orders in the opposite direction in order to maintain balance while resolving congestion.

B. Operational criteria in N and N-1 situation

The MV distribution network in the Netherlands is built in a meshed way and operated in a radial way. Different MV feeders are connected with cables whose switches are normally open, also known as Normally Open Points (NOPs). In the case of a fault or planned maintenance, the affected part of the distribution network will be reconfigured using the NOPs. This will affect the requests for CM in congested areas. Due to the reconfigured topology, the magnitude or direction of the required power may change. Moreover, if multiple N-1 topology reconfigurations are possible when planning maintenance actions, a topology that minimizes or eliminates the need for CM can be selected. Therefore, it is important to evaluate the effect of N-1 in congestion management so that DSOs can contract customers with capacity that will resolve congestion also in N-1 situation.

C. Proposed approach

A combination of linear sensitivity factors and mathematical optimization is applied to determine which CM contracts should be activated to solve congestion in the distribution network. An overview of the methodology is shown in Fig. 1. Inputs for the algorithm are the current switching situation of the grid and a forecast for the expected load for the following two days. If the network is operated in an N-situation, a power flow calculation is performed to determine whether congestion is expected the next day. If that is the case, a matrix of sensitivity factors is calculated to linearize the relation between the power injections of the CSPs and the effect on the distribution lines. In this approach, the sensitivity parameters are calculated numerically, using small deviations of the base forecast and fast power flow

calculations. The sensitivity matrix is used as an input parameter in an optimization problem cast as a Linear Program (LP) which determines which CSPs should be activated.

The process for the N-1 situation extends the process for the N situation. First, the critical cables that are affected by the fault or maintenance actions are identified. Next, potential recovery feeders are found using another optimization model, used in Alliander. Then, the required flexibility for each switching plan is determined. Hence a most suitable switching plan can be selected.

1) *Sensitivity matrix*: The algorithm for calculating the sensitivity matrix, analyzes the sensitivity of cable loading to the power injected at a node to which a CSP is connected. The resulting matrix, denoted as $F_{i,j,t}$ in (1). The sensitivity factor $F_{i,j,t}$ for a line j at time t is calculated using the difference between the new and initial power flow in the line divided by the change in the power injected in node by CSP i . The resulting matrix F has the dimensions $I \times J \times T$. The matrix is calculated for each time interval t to reflect the changes in the load and generation throughout the day.

$$F_{i,j,t} = \frac{(L_t^{new} - L_t^{ini}) \times 100}{\Delta P} = \frac{\Delta L}{\Delta P} [\%] \quad (1)$$

Optimization of requests to CSPs: Network operators need to decide the location and the amount of flexibility that will be most effective in resolving congestion, both in the case of activating CLC contracts day-ahead or choosing between multiple redispatch contracts intra-day. To this aim, an optimization problem is formulated with the objective function of minimizing the amount of requested flexibility to solve the congestion in (2). It is assumed that the price for increasing or decreasing power is the same, which is why the price for CM is omitted from the objective function. An extension with different prices is possible. A second term, of the overloading of the lines weighted with a relatively large factor of $10e^8$ is added to the objective function to ensure feasibility of the optimization problem in the case of insufficient available flexibility to resolve congestion. Considering the limited maturity of CM markets, and the limited number and flexible capacity of CSPs, such situations can occur in practice.

The calculated linear sensitivity matrix is used to calculate the change in the loading of the cables due to the requested power in (3). The resulting flow in the line should be lower than the cable limit and an exceptional violation as in (4). The requested power for CM is limited by the maximum (5) and minimum (6) allowed power of the CSP. The real variable P^{CM} is decomposed to two nonnegative variables $P^{CM,+}$ and $P^{CM,-}$ using (7)-(9).

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} (P_{i,t}^{CM,+} + P_{i,t}^{CM,-}) + 10^8 \cdot \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} L_{j,t}^{viol} \quad (2)$$

$$\sum_{i \in I} F_{i,j,t} \cdot P_{i,t}^{CM} = \Delta L_{j,t}, \forall i \in I, \forall j \in J, \forall t \in T \quad (3)$$

$$L_{j,t}^{ini} + \Delta L_{j,t} \leq \bar{L}_{j,t} + L_{j,t}^{viol}, \forall j \in J, \forall t \in T \quad (4)$$

$$P_{i,t}^{CM} + P_{i,t}^{FC} \leq P_i^{max}, \forall i \in I, \forall t \in T \quad (5)$$

$$P_{i,t}^{CM} + P_{i,t}^{FC} \geq P_i^{min}, \forall i \in I, \forall t \in T \quad (6)$$

$$P_{i,t}^{CM,+} \geq P_{i,t}^{CM}, \forall i \in I, \forall t \in T \quad (7)$$

$$P_{i,t}^{CM,-} \geq -P_{i,t}^{CM}, \forall i \in I, \forall t \in T \quad (8)$$

$$P_{i,t}^{CM,+} - P_{i,t}^{CM,-} = P_{i,t}^{CM}, \forall i \in I, \forall t \in T \quad (9)$$

Table I: Indices, Sets, Parameters, and Variables used in the optimization problem.

Symbol	Description	Type
i	Indices for CSP points	Indices
j	Indices for cables	Indices
t	Indices for time periods	Indices
$\mathbb{I}$	Set of CSP points	Set
$\mathbb{J}$	Set of cables	Set
$\mathbb{T}$	Set of time periods	Set
$F_{i,j,t}$	Sensitivity matrix indicating the influence of power supply point i on cable j at time t	Parameter
$L_{t,j}^{orig}$	Original loading of cable j at time t	Parameter
$L_{t,j}^{limit}$	Loading limit of cable j at time t	Parameter
$P_{t,i}^{spec}$	Specified power at supply point i at time t	Parameter
$P_{t,i}^{max}$	Maximum allowable power at supply point i	Parameter
$P_{t,i}^{min}$	Minimum required power at supply point i	Parameter
$P_{t,i}^{cm}$	Power requested for CM at supply point i at time t	Variable
$L_{t,j}^{change}$	Loading change of cable j at time t	Variable
$L_{t,j}^{viol}$	Violation of loading limit of cable j at time t	Variable
$P_{t,i}^{pos-cm}$	Positive power change at supply point i at time t	Variable
$P_{t,i}^{neg-cm}$	Negative power change at supply point i at time t	Variable

3. CASE STUDY

A. Input data and implementation

A section of the 10 kV distribution network, shown in Fig. 2, from the service area of Alliander is used for the case study. The network consists of three MV feeders, the main feeder that is observed and the two neighboring feeders that are connected via a NOP. The feeders are shown in different colors and the NOPs that connect the feeders are indicated with dashed lines.

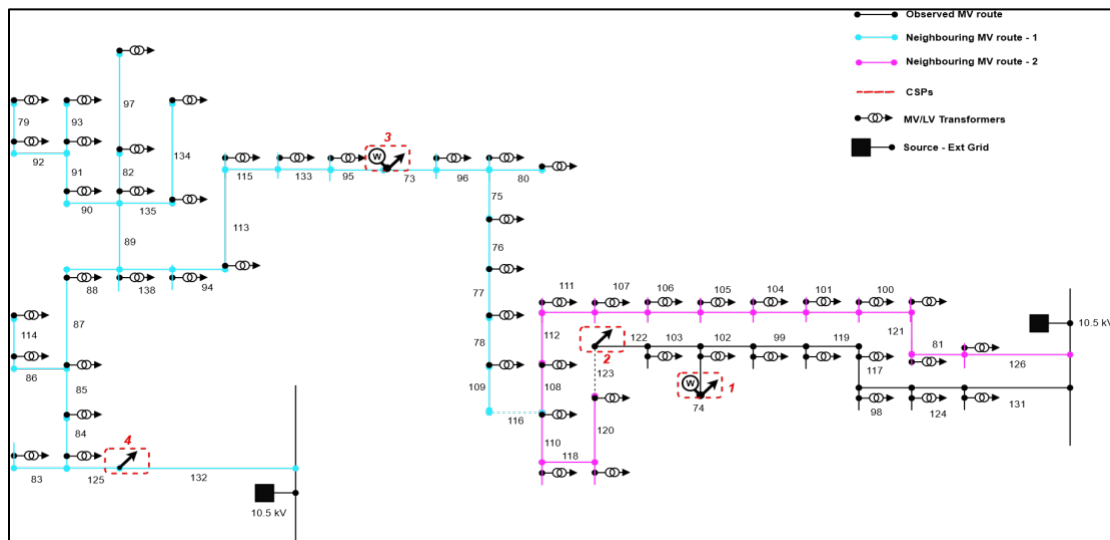


Figure 2: The 10kV MV network chosen for case study.

Table II: CSPs and their contracts.

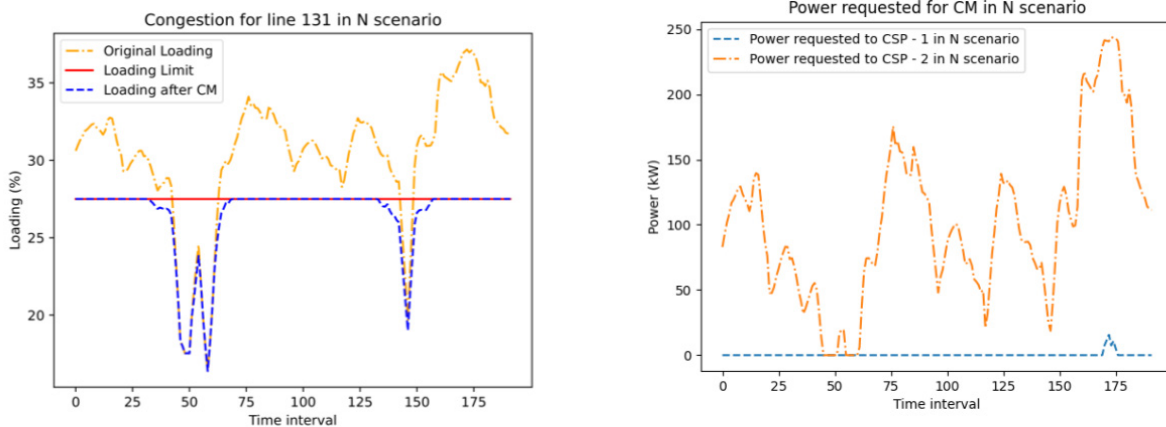
CSPs	Generation Contract (kW)	Load Contract (kW)
1	600	20
2	0	250
3	615	180
4	0	160

There are both large customers, such as wind farms and large industrial customers connected to this network as well as distribution MV/LV transformers connecting smaller LV customers. Based on the current specifications, only large customers with connections above 100 kW can be CSPs. Therefore, in this case study, only the four large customers, indicated in Fig. 2 are assumed to be CSPs. Their generation and consumption contract limits are given in Table II and their forecasted power injections are shown in Fig. 3. It is assumed that the full contracted power for generation and consumption is flexible and the $P^{\max}$ and $P^{\min}$ are defined based on the forecasted values. The use case is to determine which CLC contracts to activate day-ahead. Therefore, forecasts for two consecutive days of July 2024 are generated, i.e. 192 time intervals of 15 minutes using the open-source forecasting package OpenStef [7]. Since the forecasted load is relatively small, the congestion limit for the cables is assumed to be approximately a third of the nominal limit to demonstrate the effectiveness of the approach.

The algorithm of the proposed approach is implemented in Python. The optimization model is implemented using the optimization modeling package Pyomo [8] and solved with the open-source GLPK solver [9]. Power flow calculations are performed using the high-performance open-source calculation package Power Grid Model [10].

B. Results

1) *N situation in the observed feeder:* In the main feeder, there is overloading in the evening hours in the cables at the beginning of the feeder, the largest being on the first cable 131. The overloading is due to the feed-in of the generation from CSP. The congestion can be solved, as shown on Fig. 4a by requesting positive power change, i.e. curtailment of CSP 1, as shown on Fig. 4b which is located close to the congestion location.



(a) Loading on feeding cable.

(b) Power requested from CSPs

Figure 5: Observed feeder in N situation

2) *N-1 situation in the observed feeder:* In the observed route, cables 131, 102, and 103 are deemed critical. In the case of a fault in any of these cables, the proposed switching solution to restore power is by switching on cable 123, and switching-off the fault line. Therefore, when there is a fault of line 102, the line 131 is seen as congested even after the optimisation method was applied, due to lack of CSPs available. This highlights the importance of the need of flexibility providers on the MV network.

3) *N-1 situation in the neighboring feeder 2:* Here, three critical cables identified are 108, 80, and 126. If a fault occurs in cable 126, there is no overloading observed when switching the topology. If a fault happens in cable 80 of neighboring route 2, there are several switching options, shown in Table III. In case CM needs to be used, CSP 3 is required to curtail some of its generation. Therefore, DSOs should aim for topology reconfiguration Power Forecasts of the CSPs that does not require CM or minimizes the power required to resolve the congestion (highlighted in Table III).

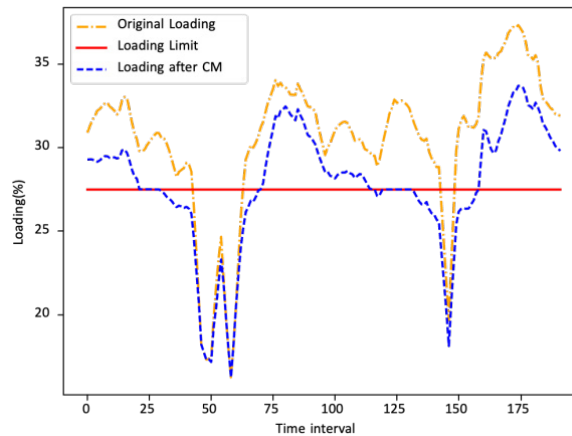


Figure 4: Congestion on line 131 - N-1 Scenario in the observed route.

Table III: Switching options for failure in cable 80 (N-1 scenario in neighbouring route)

Index	Switching actions	Total Power Requested (kW)
0	{'close': [116, 123], 'open': [80,121]}	10076.168
1	{'close': [116, 123], 'open': [80,126]}	10086.153
2	{'close': [116, 123], 'open': [81]}	10087.631
3	{'close': [116, 123], 'open': [100,80]}	10075.491
4	{'close': [116, 123], 'open': [105,80]}	10075.293
5	{'close': [116, 123], 'open': [104,80]}	10077.417
6	{'close': [116, 123], 'open': [106,80]}	10078.005

4. CONCLUSIONS

This study improves CM for MV routes by integrating sensitivity analysis and optimization for day-ahead and intra-day scenarios. The proposed algorithm optimizes the precise power required from CSPs to mitigate congestion, demonstrating a significant reduction in overloading of the cables in both N and N-1 scenarios. By leveraging day-ahead forecasting, the approach enhances grid reliability and operational efficiency, reducing the need for costly, reactive measures. The relevance of day-ahead planning is underscored by its capacity to forecast and address congestion proactively. The sensitivity matrix adjusts for distribution losses, ensuring accurate power requests. Market-based mechanisms, such as those facilitated by the GOPACS platform, further strengthen the CM framework, enabling grid operators to engage large business customers in congestion relief efforts through flexible, market-driven solutions.

Despite these advancements, the study acknowledges limitations related to the availability of market forces and the need for additional measures when market-based solutions fall short. Future developments may explore dynamic cable ratings, voltage-sensitive flexibility allocation, and integration of price signals to further align flexibility procurement with market-based mechanisms.

ACKNOWLEDGMENT

This study was developed as a PoC for implementation by Alliander N.V., aimed at improving congestion management in MV routes as part of a Master's thesis by Amritha Jayan from TU/e, Netherlands. Gratitude extended to Dr. Tony Xiang, Dr. Irena Dukovska, Dr. Evelin Miedema-Bakos, and Dr. Jerry Guo for their invaluable supervision and mentorship throughout this phase of the project.

REFERENCES

- [1] Attar, M., S. Repo, and P. Mann, "Congestion management market design - approach for the nordics and central europe," *Applied Energy*, vol. 313, 2022.
- [2] Bynum, M. L., G. A. Hackebeil, W. E. Hart, C. D. Laird, B. L. Nicholson, J. D. Sirola, J.-P. Watson, and D. L. Woodruff, *Pyomo—optimization modeling in python*, 3rd ed. Springer Science & Business Media, 2021, vol. 67.
- [3] De Autoriteit Consument en Markt, "Netcode elektriciteit (10-06-2023)," 2024. [Online]. Available: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0037940/2023-06-10>
- [4] GOPACS, "Grid operators platform for congestion solutions," 2024. [Online]. Available: <https://en.gopacs.eu/>
- [5] Hennig, R. J., L. J. de Vries, and S. H. Tindemans, "Congestion management in electricity distribution networks: Smart tariffs, local markets and direct control," *Utilities Policy*, vol. 85, 2023.
- [6] LF Energy, "Openstef," <https://lfenergy.org/projects/openstef/>, 2024. Copyright 2017–2023 Contributors to the OpenSTEF project. Built with the PyData Sphinx Theme 0.12.0. Created using Sphinx 7.3.7.
- [7] Makhorin, A., *GLPK (GNU Linear Programming Kit)*, GNU Project. [Online]. Available: <https://www.gnu.org/software/glpk/>
- [8] Meissner, A. C., A. Dreher, K. Knorr, M. Vogt, H. Zarif, L. Jurgens, and M. Grasenack, "A co-simulation of flexibility market based congestion management in northern germany," in *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2019.
- [9] Spiliotis, K., A. I. Ramos Gutierrez, and R. Belmans, "Demand flexibility versus physical network expansions in distribution grids," *Applied Energy*, vol. 182, 2016.
- [10] Xiang, Y., P. Salemink, N. Bharambe, M. Govers, J. van den Bogaard, B. Stoeller, Z. Wang, J. Guo, L. Jagutis, C. Wang, M. van Raalte, and Contributors to the LF Energy project Power Grid Model, "PowerGridModel/power-grid-model." [Online]. Available

REGULACIÓN DE TRANSFORMADORES DE 3 DEVANADOS CON FUENTES DE GENERACIÓN RENOVABLE

César Redondo Díez, Ingeniero de Aplicación, ZIV Automation S.L.

Philiph Nort Príncipe, Ingeniero de Aplicación, Universidad del País Vasco (UPV/EHU)

Resumen: Este trabajo analiza y simula, mediante RTDS, una subestación real con un transformador de tres devanados y una planta solar fotovoltaica. Se propone un algoritmo de control para el cambiador de tomas, basado en la tensión de los secundarios y la detección de inversión de potencia asociada a la generación fotovoltaica. Los resultados evidencian su eficacia ante variaciones de tensión, potencia e inversión de flujo, garantizando estabilidad y operación óptima del sistema.

Palabras clave: Transformador de 3 Devanados, Control de Tensión, Energías Renovables, RSCAD, ZIV, RTF.

INTRODUCCIÓN

La integración de renovables plantea nuevos retos en la regulación de tensión y el control de flujo de potencia. Este estudio aborda un caso real de subestación con un transformador de tres devanados que conecta una carga convencional de 30 MVA y una planta fotovoltaica de 400 MW. Se desarrolla y valida, mediante simulaciones en tiempo real en RTDS, un algoritmo de control para el regulador de tensión RTF de ZIV, capaz de optimizar la operación del cambiador de tomas bajo estas condiciones.

METODOLOGÍA

El modelo de la subestación fue implementado mediante el programa de simulación RSCAD, integrando los modelos de transformador, carga y la generación fotovoltaica.

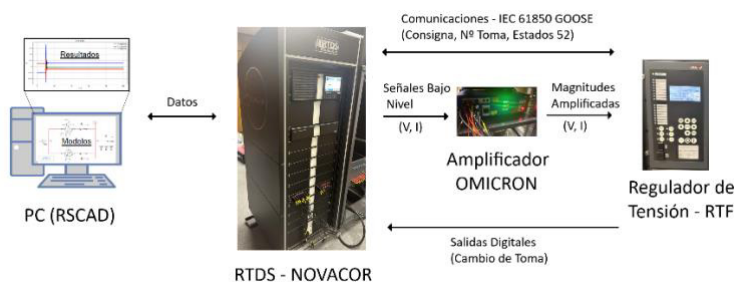


Figura 1. Conjunto de equipos de prueba.

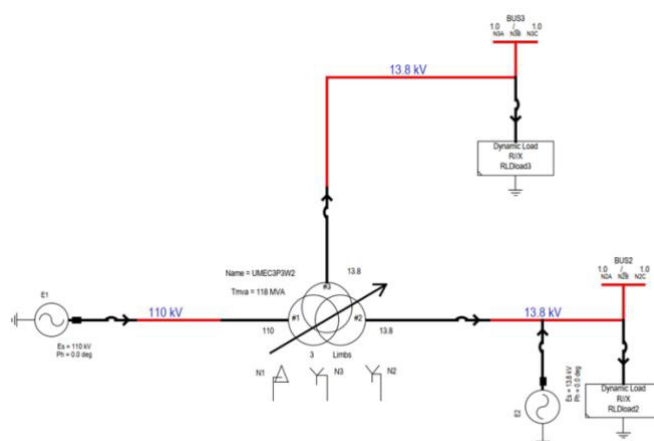


Figura 2. Modelo Subestación (RSCAD).

Regulador de Tensión

El RTF es un equipo de regulador tensión que realiza la función de control del cambiador de tomas de un transformador. Regula la tensión de los buses conectados al transformador (VREG) para mantenerla dentro de una banda muerta, definida por la tensión de consigna (VD) y el grado de insensibilidad (GI), aplicando tiempos de retardo de la actuación para evitar maniobras excesivas

Control de Transformadores con 3 Devanados

El equipo RTF incorpora un algoritmo de control de tensión para transformadores de tres devanados. El control selecciona como variable de referencia la tensión secundaria (V2 o V3) con mayor desviación respecto a la consigna, actuando sobre el cambiador de tomas hasta alcanzar el equilibrio dentro de la banda muerta.

Ante inversión de potencia, el algoritmo considera la tensión (V1), la corriente (I1) y el interruptor del primario (52-1). La inversión se detecta mediante el ángulo de desfase ϕ entre tensión y corriente, activándose cuando $90^\circ < \phi < 270^\circ$ y desactivándose cuando $85^\circ < \phi < 275^\circ$.

Si V1 se toma como variable de control, el regulador invierte la lógica de ajuste del cambiador: en transformadores con relación directa, una orden de subir toma reduce la tensión del primario, y viceversa.

CASOS DE ESTUDIO

Los algoritmos de control tienen en cuenta todos los posibles escenarios representados en la figura [3].

Transformador conectado a red (A, B, C, D): La variable de control es la tensión con mayor desvío (V2, V3)

Transformador desconectado de red: Se comprueba si hay inversión de potencia en el Devanado 1.

- Sin inversión de potencia en BUS 1 (E, F): La variable de control es la tensión con mayor desvío (V2, V3)
- Con inversión de potencia en BUS 1 (G, H, I, J, K, L): La variable de control es la tensión del Devanado 1 (V1)

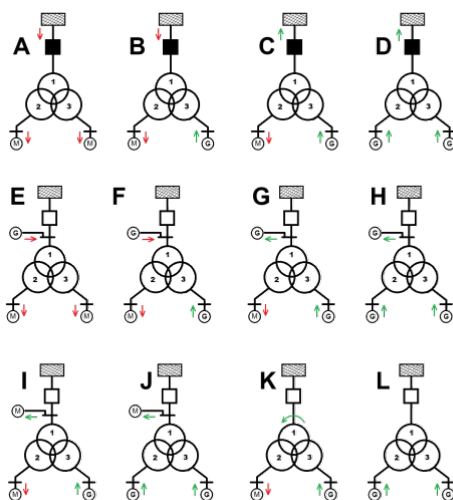


Figura 3. Casos de estudio.

Cuando el transformador está conectado a la red, la tensión primaria queda impuesta y el control se basa en la tensión más desfavorable de los secundarios (V2, V3) para evitar sobretensiones. En modo isla, si se detecta inversión de potencia en ambos secundarios, la variable de control pasa a ser la tensión del primario (V1). Si un secundario genera y el otro consume, sin generación en el primario (casos I, K) solo puede regularse V1; con generación en el primario, es posible regular el secundario consumidor, diferenciando entre operación sin excedente (F), donde se controla la tensión más desfavorable de los secundarios, y con excedente (G), donde se regula V1.

RESULTADOS

Las simulaciones confirman que el algoritmo de control del RTF mantiene la estabilidad de tensión en los buses secundarios y terciarios incluso ante perturbaciones severas. Las pruebas, organizadas en cuatro bloques, evalúan la respuesta del sistema en tiempo real frente a variaciones de tensión, consigna, carga e inversión de flujo.

Variaciones de tensión

Los resultados (Fig. 4-5) muestran cómo el algoritmo selecciona dinámicamente el bus con mayor desviación (V2 o V3) como variable de control y ajusta el cambiador de tomas hasta estabilizar ambas tensiones dentro de la banda de regulación.

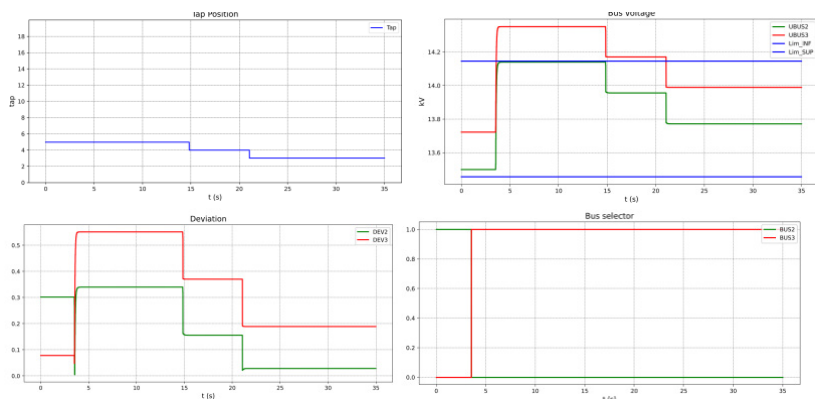


Figura 4. Variaciones de tensión de +5kV.

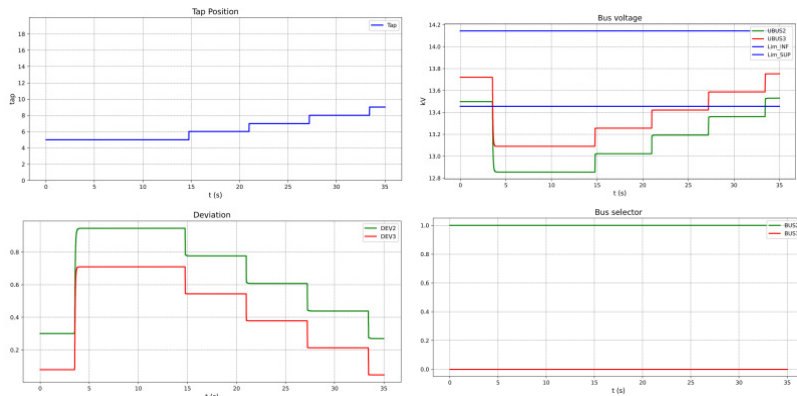


Figura 5. Variaciones de tensión de -5kV.

Variaciones de consigna

Se aplican órdenes de cambio de la tensión de consigna del $\pm 5\%$. Las simulaciones (Fig. 6-7) muestran el ajuste de los límites de la banda de tensión y la actuación sucesiva del cambiador de tomas hasta estabilizar ambos buses dentro de la banda muerta. Además, se verifica que el selector de tensión utiliza como variable de control el bus con mayor desviación (V3).

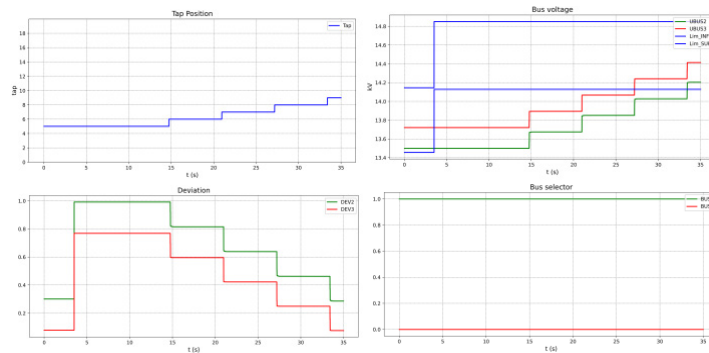


Figura 6. Variaciones de consigna de +5%

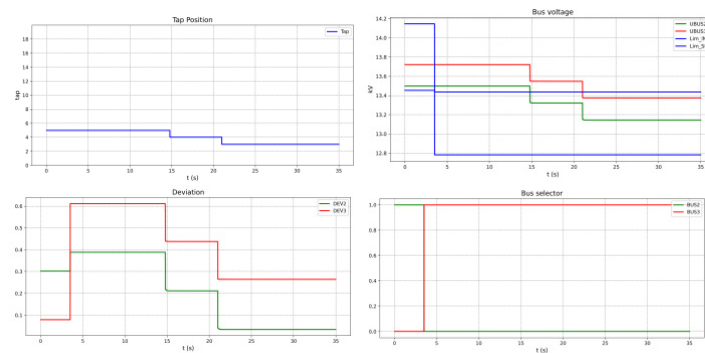


Figura 7. Variaciones de consigna de -5%

Variaciones de carga

Se simularon variaciones de potencia activa y reactiva a partir de una carga inicial de 30 MVA (20 MW + 9 MVAR) para validar el controlador de tensión. Los resultados (Fig. 8–9) evidencian un desempeño correcto en todos los casos.

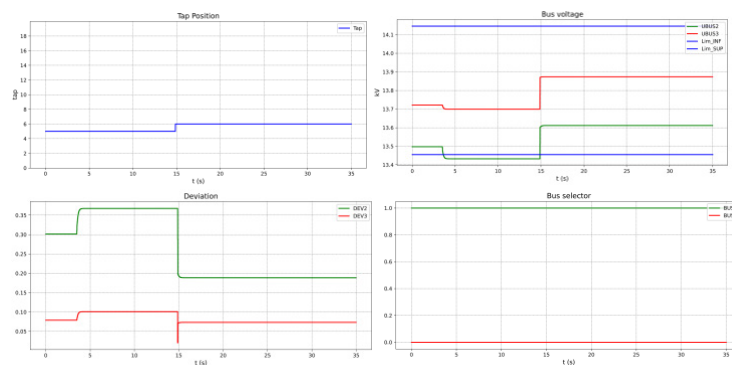


Figura 8. Variaciones de P +25 MW (55 MW)

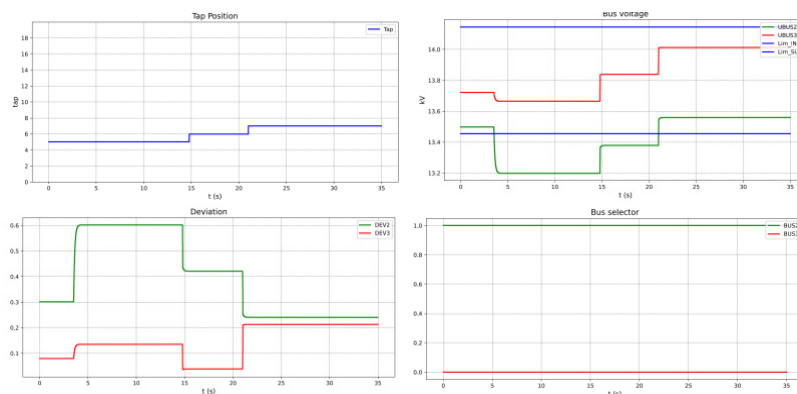


Figura 9. Variaciones de Q +10 MVar (19 MVar)

Inversiones de potencia debidas a la generación fotovoltaica.

En este apartado se realizan pruebas donde la planta solar fotovoltaica pase de generar a consumir, y de consumir a generar. Se han seleccionado los casos de prueba más representativos.

En los dos primeros escenarios, correspondientes a los casos de estudio A y B (Fig. 8-9), se comprueba el correcto funcionamiento del algoritmo de control por tensión con mayor desvío (V2, V3) cuando la planta de generación fotovoltaica pasa de consumidor a generador y viceversa.

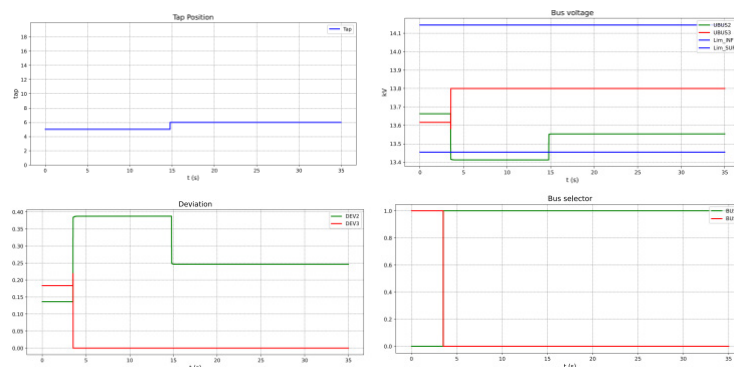


Figura 8. Conectado a Red: Consumo (A) → Generación (B)

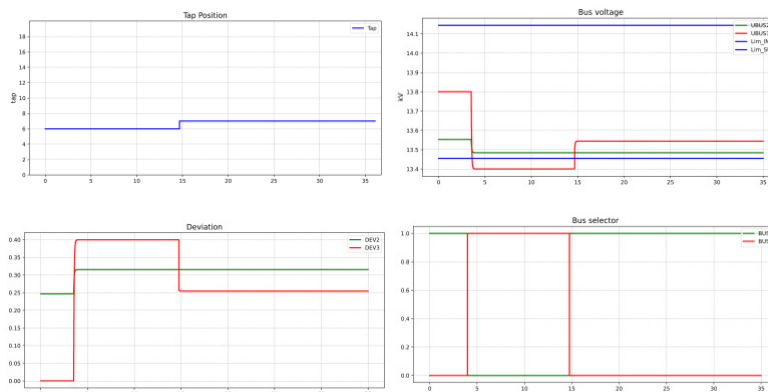


Figura 9. Conectado a Red: Generación (B) → Consumo (A)

En el tercer escenario, correspondiente a los casos de estudio F y G (Fig. 10), se comprueba el correcto funcionamiento del algoritmo de control por inversión de potencia en modo isla (V1) al pasar de generación sin excedente a generación con excedente de energía.

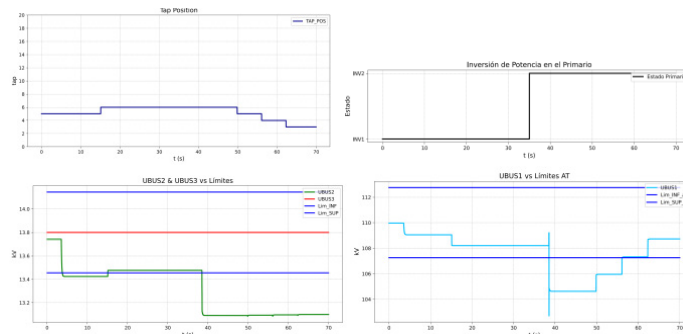


Figura 10. Desconectado de Red: Generación sin excedentes (F) → Generación con excedentes (G)

CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos prueban la eficacia del nuevo algoritmo de control para adaptarse a distintas condiciones operativas. En comparación con métodos tradicionales de regulación, el sistema propuesto mejora la estabilidad y permite una integración más eficiente de energías renovables en la red. Para ello es necesario el desarrollo de un nuevo algoritmo de control en los equipos de regulación de tensión.

Los resultados demuestran que la estrategia propuesta asegura la estabilidad del sistema incluso en escenarios de variaciones de tensión, cambios de potencia e inversiones de flujo.

AGRADECIMIENTOS

Se podrá incluir algunas breves líneas de agradecimientos, previo a las referencias bibliográficas, con una extensión máxima de 6 líneas.

REFERENCIAS

- [1] Análisis dinámico y pruebas en cambiador de tomas bajo carga con medición de la resistencia dinámica. OMICRON.
- [2] D. Brooks, D. Morency, & P. Tang, 2008. Advances in industrial substation design using three winding power transformers. In 2008 55th IEEE Petroleum and Chemical Industry Technical Conference, pages 1—10.
- [3] IEEE guide for paralleling regulating transformers. IEEE Std C57.153-2015, pages 1—107, 2015.
- [4] Integración de las Tecnologías de Generación en el sistema eléctrico, Tema 4, Generadores eléctricos. UPV/EHU
- [5] Manual de Instrucciones RTF. ZIV Automation, Zamudio (Spain)
- [6] R. Aboelsaud, A. Ibrahim, & A. G. Garganeev, 2019. Voltage control of autonomous power supply systems based on pid controller under unbalanced and nonlinear load conditions.
- [7] RTDS Technologies, RSCAD User Manual
- [8] Standarization of Renewable Energy System Modelling. RTDS Technologies.

03

Automatización de la Baja Tensión

Automatización de Red, Usuario Activo, Vehículo Eléctrico, Autoconsumo, Ciudades, Consumos gestionables.

CONTROL DE TENSIÓN EN BAJA TENSIÓN

Cristina Martínez, Responsable Ingeniería de aplicación área de BT, ZIV Aplicaciones y Tecnología, S.L.U.

Roberto Cimadevilla, Director Ingeniería de aplicación, ZIV Aplicaciones y Tecnología S.L.U.

Enda Mimnagh, ANM Product Owner, ZIV Automation UK Ltd

Resumen: Controlar la tensión en la red de baja tensión es fundamental y los nuevos contadores inteligentes facilitan esta operación mediante el envío de los valores de tensiones instantáneas. La información de la tensión en toda la red de baja tensión permite mediante un algoritmo sencillo que mandaría una consigna al transformador con cambiador de tomas (OLTC). Como la consigna aplicada al centro puede no corregir los márgenes de tensión en todas las líneas, el sistema de control puede necesitar también bancos de condensadores actuando en las líneas con problemas de caída de tensión que pudieran agravarse por las bajas tensiones objetivo tras el cambio de toma. Se puede además mejorar la operación de la red de baja tensión si se pudiera actuar sobre la propia generación distribuida, a través de nuevos agentes denominados agregadores. En este caso, un algoritmo de optimización decidiría, mediante el cálculo de nuevos flujos de carga, la acción óptima entre todas las posibles: cambio de tomas en el transformador MT / BT con cambiador de tomas en carga, conexión de bancos de condensadores y cambio de consignas en los puntos de conexión de los generadores agregados.

Palabras clave: Generación Distribuida, Control de tensión, Contador inteligente. Automatización BT.

INTRODUCCIÓN

El proceso de transición energética ha supuesto que en los últimos años haya habido un aumento progresivo de la generación renovable distribuida. Entre otros cambios y retos, esta integración de generación distribuida ha alterado el perfil de tensiones del sistema y ha aumentado la presión sobre el proceso de control.

Mantener la tensión dentro de los umbrales de seguridad es una pieza fundamental para proteger los dispositivos conectados a la red y por ello se definen unos límites en la norma UNE EN 50160: Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.

En los últimos años, las empresas distribuidoras están analizando y pilotando nuevas soluciones para el control de la tensión en baja tensión. Hace unos años ZIV participó junto con la empresa distribuidora Electricity North West (ENW), en Reino Unido, en el proyecto LoVIA (Low Voltage integrated Automation) en el que se desarrollaba y pilotaba un sistema integrado para el control de la tensión en la red de baja tensión mediante medidas de tensión en ciertos puntos de la red. Para ello se instalaba equipamiento de medida de tensión en dichos puntos y mediante un algoritmo en una unidad de control en el centro de transformación se actuaba sobre las tomas del transformador, a través de un cambiador de tomas en carga.

La problemática sigue siendo de actualidad e incluso podríamos decir que se ha agravado por la escalada de generación distribuida en la red, sin embargo, el despliegue tanto de contadores inteligentes que pueden proporcionar estas medidas de tensión y el despliegue también de los Smart trafos, con cambiador de tomas en carga, ofrecen una buena oportunidad para la implantación de un sistema automático de regulación de tensión en baja tensión a partir de los datos de los contadores.

En este artículo se describe por un lado el enfoque y resultados del proyecto LoVIA, el papel que juega la nueva generación de contadores inteligentes y nuevas oportunidades que se pueden presentar.

PROBLEMÁTICA REGULACIÓN DE TENSIÓN CON MUCHA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La adopción a gran escala de generación distribuida presenta importantes desafíos para los operadores de redes de distribución (DSOs) en lo que respecta al control de las tensiones de red. Las redes de distribución dejan de comportarse como redes pasivas alterándose la estructura tradicional jerárquica donde la energía fluía desde los centros de producción convencionales hasta los consumidores finales. En general, las redes de distribución de baja

tensión han sido planificadas y diseñadas siguiendo un esquema radial. Este esquema considera que los flujos de potencia son unidireccionales. La integración de Generación Distribuida cambia este paradigma y lleva asociada una problemática que afecta a diversos aspectos, entre ellos la variación del perfil de tensión.

En una red de distribución tradicional sin generación distribuida el perfil de tensión presenta un comportamiento monótono decreciente pero la presencia a gran escala de generación distribuida generará perfiles de tensión variados, incluso en un área geográfica relativamente pequeña de una red de baja tensión típica, teniendo además perfiles distintos en cada uno de los alimentadores o feeders.

En una red de BT, cuando la energía eléctrica generada por los sistemas fotovoltaicos supera la demanda local, la energía fluye desde la carga aguas arriba hasta el punto de suministro a la red. La tensión en el extremo remoto de los alimentadores de BT puede ser superior a la de la barra colectora del transformador de distribución.

Según la norma EN 50160, todas las tensiones medias de 10 minutos en las redes de BT deben estar entre unos márgenes definidos y por lo tanto surge la necesidad de realizar una gestión o control de la tensión en BT en tiempo real que requerirá del uso coordinado de diversos dispositivos de control activo.

PROPUESTA DE SOLUCIÓN A PARTIR DE DATOS DE LOS CONTADORES INTELIGENTES

Descripción solución

El objetivo principal es gestionar de forma autónoma la salida de tensión de los transformadores secundarios de MT/BT para garantizar que la tensión de todos los consumidores conectados esté dentro de los límites de tensión permitidos, incluso en zonas donde hay una alta instalación de Generación Distribuida.

La automatización de la red de Baja tensión, la medida inteligente y la supervisión avanzada en los centros de transformación van a permitir que estos mecanismos de gestión de tensión se puedan implantar con equipos ya existentes o con equipos que ya están empezando a implantarse de forma masiva.

Esta funcionalidad requerirá de una red de contadores inteligentes con monitorización de tensiones, transformadores de distribución con cambiadores de tomas en carga y un controlador o RTU en el centro de transformación.

La solución regulará las tensiones de la red mediante mediciones locales y remotas en tiempo real, de esta forma se mejorará el control de los perfiles de tensión lo que facilitará la coordinación de los dispositivos de regulación de tensión.

El control de tensión se logra de dos maneras: a través del transformador con cambiador de tomas (OLTC) y/o mediante bancos de condensadores.

Monitorización a nivel de contador inteligente

Para tomar decisiones de control correctas en el centro de transformación, es necesario conocer sobre todo la tensión a lo largo y al final de los alimentadores.

En el proyecto LoVIA [1] esta monitorización se realizaba mediante unos dispositivos de monitorización de tensiones (MCU) colocados en un punto medio y al final de cada línea (figura 1).

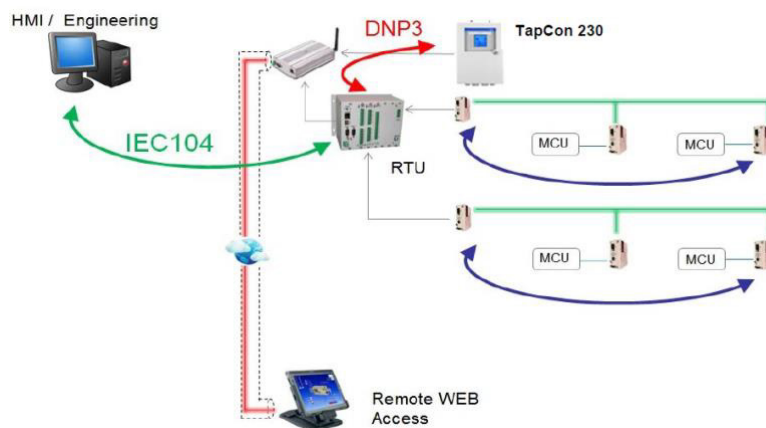


Figura 1. Arquitectura proyecto LoVIA

El despliegue de contadores inteligentes con funcionalidad de monitorización de tensiones evita tener que colocar estos dispositivos proporcionando un perfil de tensiones en todos los puntos de conexión de carga o generación distribuida, teniendo perfectamente caracterizada el perfil de tensiones en toda la red de baja tensión.

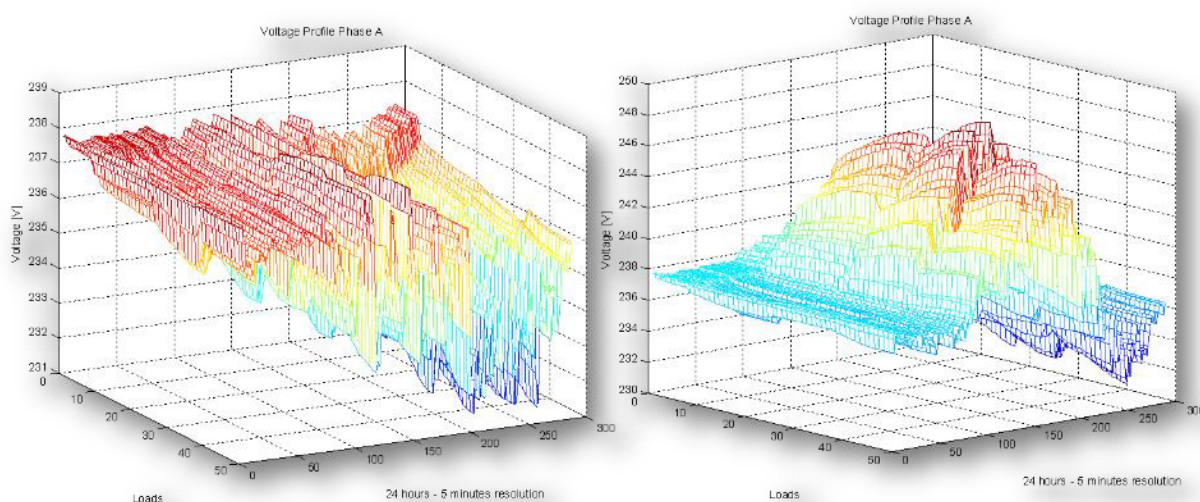


Figura 2: perfiles de tensión en intervalo de 24 horas con resolución de 5 minutos (fuente: LoVIA project)

La nueva generación de contadores inteligentes registra una curva de valores medios RMS con un periodo de integración programable para ajustarlo al ciclo de control necesario. Se puede programar con valores de entre 1 y 15 minutos. Actualmente tiene un periodo por defecto de 5 minutos, con ventana deslizante de 1 minuto.

La información que contiene por lo tanto este registro es la etiqueta de tiempo del registro, los valores medios (entre ellos las tensiones) y el bit de estado para indicar posibles incidencias en el periodo que pudieran acarrear una invalidez del registro y por lo tanto la no consideración de este dato.

Los datos que suministra este perfil que puede ser solicitado a demanda son los siguientes:

- Tensión media RMS por fase (V)
- Corriente media RMS por fase (A)

- Corriente media RMS de neutro (A)
- Potencia media RMS de consumo por fase (W)
- Potencia media RMS de generación por fase (W)

Un ejemplo de registro de este perfil:

```
<S28 Fh="202506200942100005" Av_L1v="229.9" Av_L1i="7.9" Av_L2v="228.1" Av_L2i="11.3" Av_L3v="228.2" Av_L3i="6.6" Av_IN="4.6" Av_Ala1="983" Av_Ala2="2352" Av_Ala3="1045" Av_AEa1="0" Av_AEa2="0" Av_AEa3="0" Period="300" Bc="00"/>
```

Lógica de control

Una vez que se tienen todos los datos, se deben agrupar para modificar la tensión objetivo en la barra.

La lógica de control de tensión modifica la tensión objetivo de cabecera en función de las tensiones en la barra y de las medidas de tensión de todas las líneas.

Tomando la tensión de la barra colectora como referencia, se calcula una tensión de compensación (DVi) para cada ciclo de control. Utilizando los valores de tensiones máximos y mínimos medidos, la siguiente tabla muestra un factor de compensación que debe multiplicarse por la tensión de un paso de toma para obtener la tensión de compensación.

La diferencia de la propuesta actual con respecto al algoritmo implementado en LoVIA es que actualmente se tiene una granularidad mayor, más datos de tensiones por lo que el control realizado sería más exacto.

		Maximum				
		>253V	253-248V	248-221V	22-216V	<216V
Minimum	>253V	+3				
	253-248V	+2	+2			
	248-221V	+2	+1	0		
	221-216V	+1	0	-1	-2	
	<216V	0	-1	-2	-2	-3

Figura 3: factor de compensación para el cálculo de toma (fuente: LoVIA Project)

La nueva tensión de consigna ($V_{set\ i+1}$) se obtiene calculando la diferencia entre la tensión de barra medida ($V_{busbar\ i}$) y la tensión de compensación (DVi). Este proceso se llevaría a cabo en cada ciclo de control.

Necesidad uso de bancos de condensadores/reactancias

La problemática que emerge con la generación distribuida es que el perfil de tensión actualmente no es el mismo en cada línea o feeder. Por lo tanto, la consigna que se aplique al centro puede no corregir los márgenes de tensión en todas las líneas. Para completar el sistema integrado de control de tensión se necesitará por tanto algún mecanismo que actúe directamente en las líneas.

Los bancos de condensadores ofrecerían mayor flexibilidad para el control de tensión cuando la bajada de tensión en el centro para afrontar subidas de tensión general en los alimentadores con generación distribuida resulta en tensiones aún más bajas en otras líneas o alimentadores.

Los bancos de condensadores disminuyen corriente total (amperios) consumidos por las cargas y de esta forma se reduce la caída de tensión que originan principalmente las cargas inductivas. Es decir, los bancos de condensadores

actuarían en alimentadores con posibles problemas de caída de tensión que pudieran agravarse por las bajas tensiones objetivo en las barras colectoras.

Puede ocurrir que los bancos de condensadores no sean realmente necesarios, pero puede ser necesario en cualquier caso la implementación de un control de tensión coordinado entre el cambiador de tomas en carga y los bancos de condensadores, adoptando escenarios adecuados.

Los bancos de condensadores se pueden activar o desactivar según la tensión medida. A altas tensiones, los condensadores se desactivan y con tensiones fuera del rango inferior se activan, reduciendo la potencia reactiva y aumentando la tensión.

Con varios bancos de condensadores operando en la misma red de BT es esencial determinar los ajustes óptimos para activarlos y desactivarlos a fin de evitar fluctuaciones inestables, donde entrarían en ciclos continuos provocando problemas de tensión o degradaciones del equipamiento.

Equipamiento involucrado

Como resumen, para poder realizar un control de tensión óptimo en la red de baja tensión, necesitaremos los siguientes elementos:

- Contadores con capacidad de monitorización de tensiones. Esta funcionalidad se está desplegando actualmente en las nuevas generaciones de contadores inteligentes.
- Transformador con cambiador de tomas en carga. Los transformadores de distribución convencionales están equipados con cambiadores de tomas en vacío (NLTC) configurados para satisfacer los requisitos de la red correspondiente. La relación de tomas se determinaba en función del nivel de carga actual (y futuro) de la red y de las estimaciones de la caída de tensión en los extremos de los alimentadores. Sin embargo, la desventaja es que las posiciones de las tomas solo pueden modificarse en vacío. Los transformadores de distribución equipados con cambiadores de tomas en carga (OLTC), permiten adaptarse de forma flexible a los cambios que ocurren en la red de baja tensión con la electrificación e integración de generación distribuida y por lo tanto la demanda de este tipo de transformador está aumentando junto con la digitalización y automatización de los centros de transformación.
- Algoritmo de control alojado en la RTU del Centro de transformación o en el centro de control
- Bancos de condensadores en las líneas susceptibles de caídas de tensión por debajo de los umbrales.

Además, se precisarán de redes de comunicación adecuadas entre todos los elementos para una comunicación robusta de datos y estado.

EJEMPLOS DE OPERACIÓN EN CAMPO

Dentro del proyecto LoVIA se pilotó y examinó el rendimiento del algoritmo de control comparándolo con estrategias de control alternativas que podrían utilizarse en redes de baja tensión.

Estas estrategias de control de tensión son:

- Cambiador de tomas en vacío: el cambiador de tomas en vacío se ajusta en la posición de toma 4, es decir, +2,5 % para adaptarse a los sistemas fotovoltaicos.
- Control de punto de consigna constante (CSC): el punto de consigna de tensión se mantiene en un valor fijo de 1,04 pu durante todo el año.
- Control basado en el tiempo (TC): el punto de consigna de tensión cambia según la hora del día. Durante la demanda mínima, se utiliza un punto de consigna de tensión de 1,03 pu, mientras que durante la demanda punta este valor se establece en 1,05 pu.

El gráfico de la izquierda en la Figura 4 muestra que, cuando se instala el cambiador de tomas en vacío, los clientes experimentan problemas de tensión a partir del 30 % de la penetración fotovoltaica; con una penetración del 70 %, uno de cada cuatro clientes podría experimentar problemas de tensión.

Sin embargo, cuando se instala el cambiador de tomas en carga, independientemente de la estrategia de control, solo después del 50 % de penetración fotovoltaica los clientes podrían experimentar problemas de tensión.

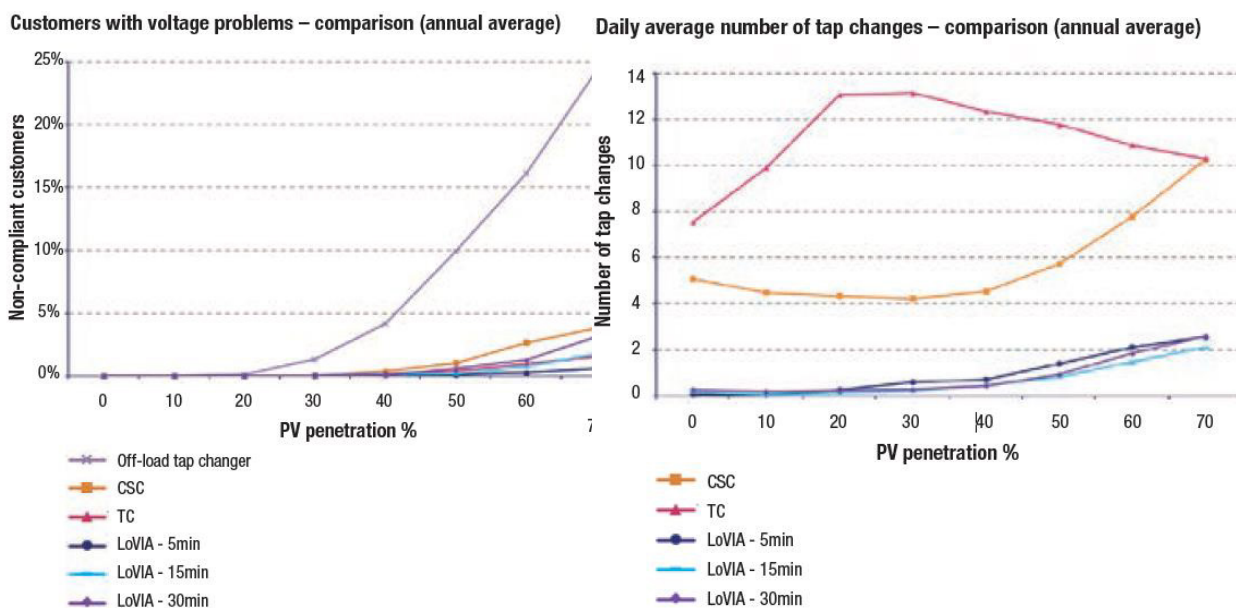


Figura 4. Resultados LoVIA

Se observa además que la estrategia de control basado en tiempo (TC) mitiga mejor los problemas de tensión que la estrategia de punto de consigna constante (CSC) y es incluso comparable con el control LoVIA, pero esto se logra principalmente a expensas de un mayor número de operaciones de toma como puede verse en la gráfica de la derecha.

Electricity North West probó esta lógica integrada en el equipo USP 20 de ZIV con éxito dos pilotos (Landgate y Leicester Avenue). Mediante el monitoreo en tiempo real y las simulaciones realizadas por la Universidad de Manchester, el proyecto demostró que el control coordinado de la tensión es eficaz para las redes de baja tensión (BT). La frecuencia del ciclo de control es un factor importante que influirá tanto en los problemas de tensión detectados por el cliente como en el número de cambios de tomas diarios.

La figura 6 muestra el comportamiento del transformador con cambiador de tomas en carga instalado en la subestación secundaria de Landgate. La línea azul representa la tensión en barras fase-fase dividida entre 4, obtenida mediante medición directa. 104 equivale a 1,04 p.u. (240,2 V fase-neutro).

Al utilizar la lógica ZIV USP-020, la consigna sigue la tendencia de la tensión en barras y estima la compensación necesaria. Para una consigna dada, el cambio de toma se produce si se excede el ancho de banda durante un tiempo predefinido.

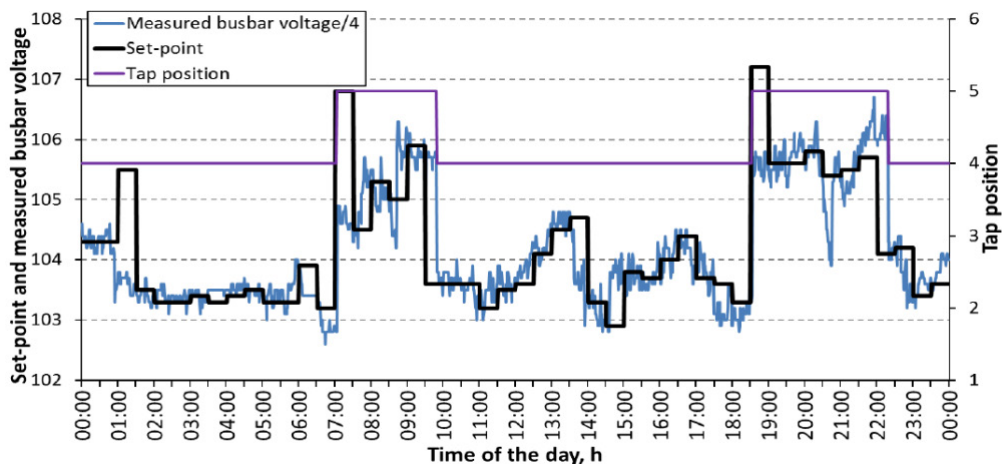


Figura 6. Comportamiento de la tensión y cambiador de tomas del transformador instalado en Landgate (fuente: LoVIA Project)

UN PASO MÁS: ACTUACIÓN SOBRE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A TRAVÉS DEL AGREGADOR

El siguiente paso en el control de tensión sería la actuación sobre los recursos distribuidos (CER – Consumer Energy Resources) conectados a la red de BT. La compañía distribuidora interactuaría con ellos mediante la figura del agregador, enviando consignas de potencia activa / reactiva a inyectar en el punto de conexión del CER. Un modelo de red de BT permitiría el cálculo de flujos de carga, a partir de las tensiones y potencias medidas por los contadores inteligentes y equipos de supervisión de BT, ubicados en las cabeceras de los alimentadores, pudiendo detectar violaciones en los niveles de tensión. Un algoritmo de optimización decidiría, mediante el cálculo de nuevos flujos de carga, la acción óptima entre todas las posibles: cambio de tomas en el transformador MT / BT con cambiador de tomas en carga, conexión de bancos de condensadores, cambio de consignas en los puntos de conexión de los CER.

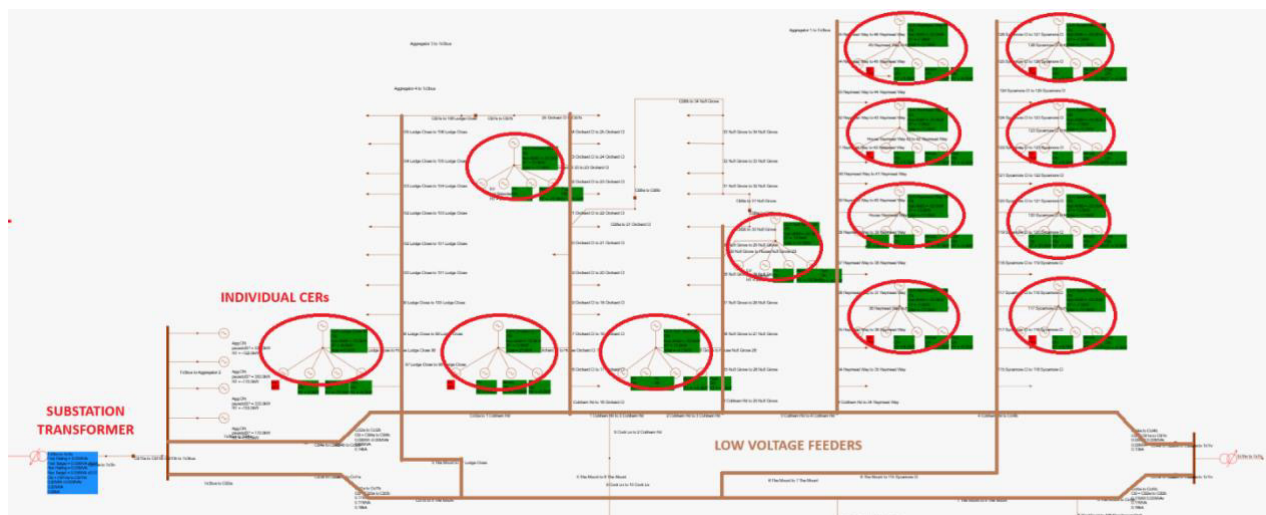


Figura 5: Esquema red BT ZIV Twin Grid

La figura 5 muestra una red de BT con varios CER, cada uno de ellos controlado por un agregador. Cada CER, a su vez, activa o desactiva varios circuitos (por ejemplo: Vehículo Eléctrico, aire acondicionado, piscina...). La herramienta utilizada, denominada ZIV Twin Grid, permite calcular la potencia activa / reactiva de cada CER para asegurar que no

hay violaciones de tensión en toda la red de BT. La consigna de potencia es enviada mediante el agregador. La figura 6 muestra el panel de control de uno de los CER. En él se puede visualizar la potencia enviada por el agregador al CER, la potencia de cada circuito y la potencia total. Dado que hay un consumo interno no gestionado por la herramienta la potencia del CER no es igual a la suma de potencias de los circuitos.

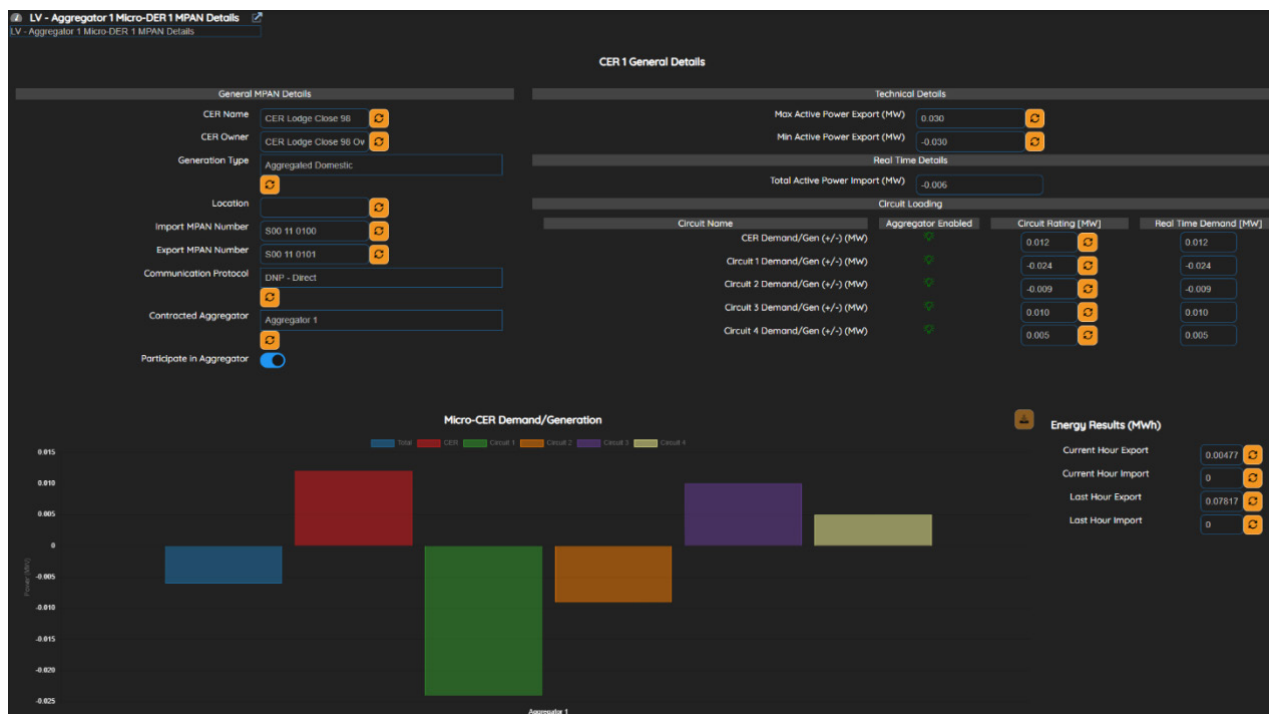


Figura 6: Panel de control de CER

CONCLUSIONES

En una red de distribución tradicional sin generación distribuida el perfil de tensión presenta un comportamiento lineal y conocido pero la presencia a gran escala de generación distribuida generará perfiles de tensión variados. Según la norma EN 50160, todas las tensiones medias de 10 minutos en las redes de BT deben estar entre unos márgenes definidos y por lo tanto surge la necesidad de realizar una gestión o control de la tensión en BT en tiempo real que requerirá del uso coordinado de diversos dispositivos de control activo.

Los contadores inteligentes actuales son sensores repartidos por toda la red de baja tensión que pueden suministrar el valor de tensiones instantáneas a demanda. Con estos datos se puede mandar consignas al transformador con cambiador de tomas en caliente y a bancos de condensadores situados en las líneas para mantener las tensiones de la red de baja tensión siempre entre los valores seguros y normativos. Este tipo de algoritmo ha sido ya pilotado con resultados muy positivos.

Pero, además, siempre que la regulación lo permita, sería posible optimizar aún más la operación de la red de BT si se pudiera actuar sobre los generadores distribuidos, para ello se precisaría de la figura de agregador para la interacción entre la empresa distribuidora y los generadores distribuidos. Un modelo de red de BT permitiría el cálculo de flujos de carga, a partir de las tensiones y potencias medidas por los contadores inteligentes y equipos de supervisión de BT, ubicados en las cabeceras de los alimentadores, pudiendo detectar desviaciones y decidiendo un cambio de toma en el transformador MT / BT con cambiador de tomas en carga, una conexión/desconexión de bancos de condensadores o envío de consignas en los puntos de conexión de los generadores agregados.

REFERENCIAS

- [1] Proyecto LoVIA . [Low Voltage Integrated Automation](#)
- [2] UNE EN 50160. Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.
- [3] ZIV Twin Grid. [ZIV TwinGrid · A Real-Time Automation Platform](#)

NEW PERSPECTIVE IN OPF CALCULATION FOR SMART GRIDS THROUGH REINFORCEMENT LEARNING AND PINNS

Julen Cestero Portu, Investigador, Departamento de Energía y Medio Ambiente, Vicomtech

Carmine delle Femine, Investigador, Departamento de Energía y Medio Ambiente, Vicomtech

A. Kenji Sepúlveda Muro, Investigador, Departamento de Energía y Medio Ambiente, Vicomtech

Resumen: Optimizing energy dispatch in smart grids presents significant challenges due to system complexity and intricate component interactions. Reinforcement Learning (RL) shows promise for Optimal Power Flow (OPF) problems, but its reliance on costly simulators for policy iteration leads to sample inefficiency. This work mitigates this by substituting expensive smart grid simulators with surrogate models built using Physics-Informed Neural Networks (PINNs). This approach optimizes the RL policy training process, achieving convergent results in a fraction of the time. Our PINN surrogate was tested against other data-driven surrogates, demonstrating that its understanding of the underlying physics enabled it to learn a robust RL policy without needing real simulator samples. Employing PINN surrogates improved training speed by 50% compared to training without any surrogate, allowing faster achievement of comparable results. Furthermore, OPF calculations across several days validated the PINN-trained policy, showing successful dynamic decision-making that minimized energy losses and maintained safe grid operation.

Palabras clave: Smart Grids Control, Reinforcement Learning, Physics-informed Neural Networks, Active Network Management, Optimal Power Flow, Surrogate Models, Renewable Energy .

INTRODUCTION

Smart grids are crucial for modernizing electrical networks, aiming to reduce greenhouse gas emissions, enhance energy efficiency, improve grid stability through demand response and overall, contribute to achieve the European Union's CO₂ emissions reduction objectives. Advanced grids need to predict and mitigate uncertainties from renewable energy sources, leveraging energy storage systems and demand response while ensuring security of supply and cost-effectiveness.

Monitoring and digitization of smart grids by means of smart meters enables advanced strategies such as Demand Response. However, simulating optimal demand response strategies through classical simulations of smart grids with distributed energy sources and storage systems is increasingly computationally demanding compared to normal grids with no renewable power. Machine Learning (ML) techniques and data-driven methods can calculate and schedule such strategies more effectively by means of Neural Networks, Model Predictive Control and Reinforcement Learning among many others.

Innovative strategies for smart grid OPF calculation

Power system operators generally rely on Optimal Power Flow (OPF) techniques to calculate the most cost-effective dispatch of energy generation while ensuring grid stability and adhering to technical constraints. For many years, these calculations were solved using numerical methods like Newton-Raphson or Gauss-Seidel. Some newer numerical methods have also arisen such as recursive programming, Lagrange multipliers, or linearization. However, the paradigm of the electrical grid has evolved in the last decades, marked by the introduction of new renewable energy sources, distributed energy sources (DES), and Energy Storage Systems (ESS), along with demand response schemes and the overall shift towards smart grids. This has introduced complex constraints and dependencies on stochastic variables (e.g., weather, battery state of charge) that pose difficult challenges for numerical methods to solve OPF problems.

Data-driven machine learning methods offer significant potential to address computational requirements while maintaining stability. They achieve this by shifting from online optimization to offline training, utilizing extensive historical or simulated data. This approach is more scalable and better suited to dynamic smart grid environments, where traditional methods struggle to adapt.

Surrogate models of smart grids

Optimizing power flow and managing smart grids are computationally intensive tasks due to the complexity of detailed physical simulations. While typical physics-based models rely on a large and complex system of equations, which can

even include differential equations, surrogate modelling is a type of modelling strategy that turns the physics based model into a data driven model that can provide results as reliable as the physics based one but significantly faster and with fewer computational requirements. As such, they are increasingly used in complex systems such as electrical grids, significantly reducing computation time. For Optimal Power Flow (OPF), surrogate models also allow for faster solutions than traditional analytical methods.

Surrogate models are used to speed up calculations in optimal power flow (OPF) problems too. Some innovative approaches of surrogate models used for OPF are: combining Principal Component Analysis (PCA) with machine learning methods like Least-Squares Support Vector Machine (LS-SVM) or Polynomial Chaos Expansion (PCE) regression to predict node voltages in large grids, achieving more than double the speed of numerical methods like Monte Carlo Simulations. However, training these models can be computationally intensive, especially with high-fidelity simulations or physical constraints, but this initial cost is offset by faster inference times once the models are trained, making them suitable for frequent recalculations or when direct simulation is too expensive.

Reinforcement Learning and PINNs

Physics-Informed Neural Networks (PINNs) combine machine learning with physical modelling by embedding the physics differential equations, that define the environment to be simulated, directly into the neural network training process. This ensures that model outputs remain consistent with physical laws, avoiding overstepping constraints or getting unreasonable solutions while also accelerating training for scenarios with low amounts of data or too complex to train on first place. PINNs have been successfully applied to model the behaviour of lithium-ion batteries by incorporating electrochemical equations, and to simulate grid components such as hydrogen electrolyzers and AC power flows in smart grids. When applied to AC-OPF problems, PINNs have achieved more accurate solutions by embedding active and reactive power balance equations directly into their architecture.

Reinforcement Learning (RL) is a control strategy where agents learn optimal actions by interacting with an environment to maximize a cumulative reward. It's particularly suitable for Optimal Power Flow (OPF) problems, where the goal is to manage energy generation and storage under dynamic and uncertain conditions. RL has been applied to smart grid tasks like demand response, battery scheduling, and minimizing power losses, often using policy gradient methods like PPO or actor-critic algorithms.

However, a major challenge in applying RL to smart grids is the high computational cost of interacting with complex physical simulators. To address this, our work uses PINN-based surrogate environments that replicate the behaviour of the grid while preserving its physics. This enables fast and reliable training of RL agents without relying on slow or unstable simulations, leading to more efficient policy learning and better scalability.

Reinforcement Learning (RL) has shown promise for solving Optimal Power Flow (OPF) problems by learning control policies through interaction with grid simulators. Yet, this requires many simulation samples, which is computationally expensive and limits scalability.

To address this, we propose replacing costly simulators with surrogate models built using Physics-Informed Neural Networks (PINNs). PINNs embed the physical laws of the grid into the learning process, enabling more accurate and sample-efficient training. Unlike purely data-driven surrogates, which fail to generalize or capture physics-based constraints, PINNs allow RL agents to converge to high-quality policies faster and without relying on real simulators.

METHODOLOGY

As previously stated, our method addresses the OPF problem in smart grids using RL agents trained not on the original simulator, but on a surrogate model. We base our RL environment on the ANM6-Easy smart grid simulation, which includes realistic grid components like distributed generators, loads, and an energy storage system (ESS). We replace the original simulator with surrogate models, either traditional data-driven models (e.g., XGBoost, DNNs) or a Physics-Informed Neural Network (PINN) that embeds the physical laws of the system. Then, we compare the accuracy and the training speed of both models to check if PINNs are indeed helpful for this situation.

The PINN surrogate is built as a modular structure with three neural networks: one modelling the generator constraints, one for the battery dynamics, and one for the overall power balance. These networks are trained to replicate the system's behaviour by including the Karush-Kuhn-Tucker conditions (KKT) in the loss functions and the electric grid's physics-based constraints, allowing for physically consistent state transitions. Unlike data-driven models,

the PINN does not require environment data to train, only the system equations, making it more generalizable and robust.

Training of RL agents typically need an extremely large amount of simulation results (state transitions) to train the policy. With typical simulators this would need an unacceptably large amount of time. However, in our setup, the PINNs themselves are able to calculate the state transitions much faster in comparison, enabling them for the training of the RL agents.

Once trained, the surrogate model replaces the original environment in the RL training loop using the PPO algorithm. The surrogate enables fast state transitions, supports parallelization, and allows frequent policy updates, significantly reducing training time. Performance is evaluated by periodically testing the policy on the real environment to monitor convergence and effectiveness. This setup demonstrates how embedding physical knowledge into surrogates can improve learning speed and policy quality in energy management tasks.

Application in the ANM6 smart grid environment

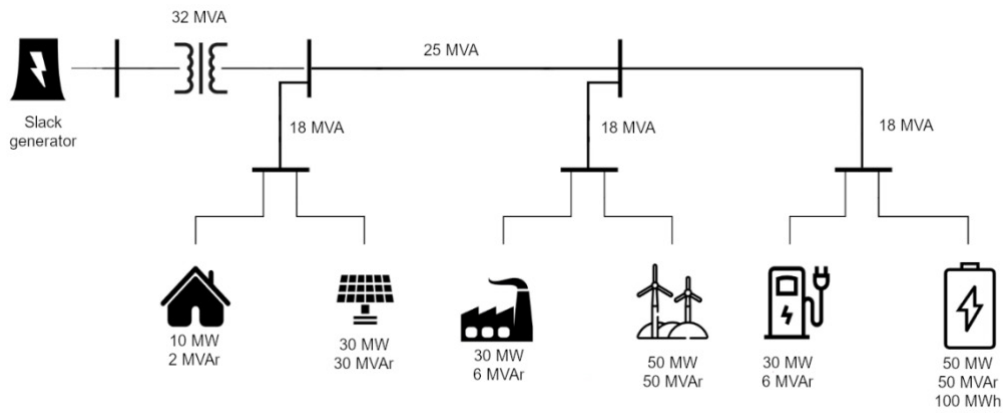


Figure 1 ANM6 Environment.

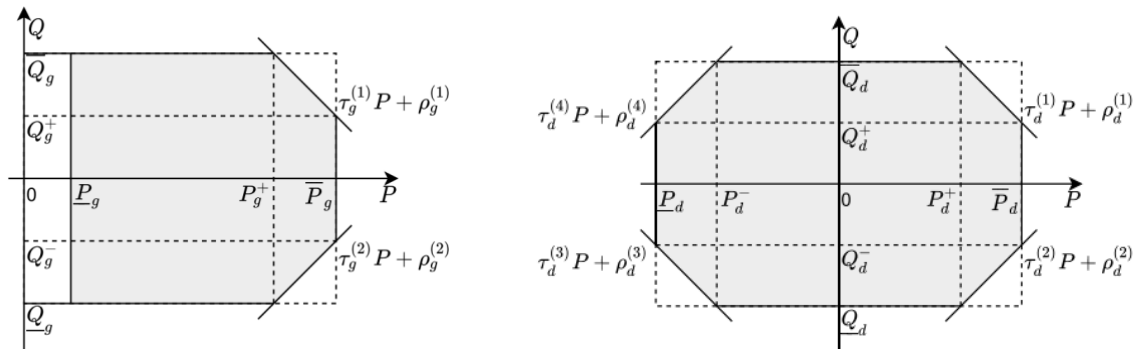


Figure 2 Power constraints for generators and DESs [1].

The ANM6-Easy environment is a model of a simple distribution smart grid, used in this work as the Reinforcement Learning (RL) environment to acquire a policy that minimizes penalties and energy loss within the grid. This environment includes a residential load with PV generation, an industrial load with wind generation, and an EV charging park with a Distributed Energy Storage (DES), all connected to three different buses and supplied by a slack generator. An image of which can be seen in *Figure 1*. The system is operated in 15-minute intervals over a 24-hour period, with fixed daily profiles for demand and renewable generation. While very precise in modelling grid fluctuations, the ANM6-Easy environment requires computationally expensive mathematical iterations to solve its internal equations, limiting the scalability of RL solutions for OPF problems in larger architectures. The primary objective of the environment is to train the best policy to maintain the lowest possible energy loss due to power losses

in lines, substations, equipment, congestion, and renewable generation curtailment. The agent achieves this by controlling the power flow of the ESS and curtailing renewable energy from PV and wind power plants when necessary, with the slack generator supplying or injecting the remaining energy.

The environment challenges the RL agent to control generator outputs and battery usage to reduce energy losses and maintain grid stability. A key difficulty is that some lines have power limits lower than the potential load demand, which creates congestion risks. The agent must make informed decisions about when to curtail renewable output, when to charge or discharge the battery, and how to balance demand and supply efficiently—all while adhering to the system's physical constraints.

The physical constraints in the ANM6-Easy environment include mapping active and reactive power setpoints to feasible ranges for generators, defined by convex polytopes that account for physical parameters, network conditions, and external variables. A similar process applies to the DES unit, with additional constraints based on the current State of Charge (SoC). Once active and reactive power are determined for each device (excluding the slack generator), power flow equations are solved to obtain bus voltages and the slack generator's power. A graphical representation of the constraints can be seen in *Figure 2* and a detailed mathematical explanation of said constraints can be found in the Gym-ANM article [1] and in this work's original article.

The reward function in the ANM6-Easy environment combines the reduction of energy losses from equipment and lost renewable energy due to curtailment. Energy loss includes transmission losses from substations and lines, net energy flow from the grid to the DES unit (approximating battery inefficiencies), and losses from renewable energy curtailment when the grid cannot accept all available power. The penalty function considers grid constraints such as rated power of lines and substations, and bus voltage limits, which are crucial for preventing equipment overheating and ensuring voltage stability. A terminal state occurs when there is no solution for the power flow equations given the chosen actions, indicating a grid collapse, often due to voltage constraints not being met.

To enable efficient RL training, we replaced the original simulator with a surrogate model built using PINNs. This surrogate model consists of three distinct neural network modules: one for power transitions of non-slack generators, another for the battery's state, and a third for the overall grid power balance. Despite the deep coupling in power systems, the architecture maintains physical consistency through a sequentially dependent inference process, ensuring that the models do not operate in isolation. The simulation of a state transition proceeds by first using KKT-Informed Neural Networks to predict active and reactive power outputs for non-slack generators and the battery, respecting local operational constraints. These predictions are then aggregated for each bus and fed into the power balance network, which predicts resulting bus voltages and slack generator power by minimizing discrepancies in power flow equations. This sequential design enforces physical coupling, ensuring the power balance network learns how the grid responds to specific power injections calculated by the other modules.

Results

The training of the PINN surrogate model was conducted using the aforementioned physics-aware loss functions and a modular neural architecture. This setup enabled convergence with stable training behaviour and no need for data from the simulator, highlighting the practicality of PINNs in domains like smart grids by accelerating the generation of training data.

Despite other surrogate models (e.g., XGBoost, DNN) showing strong accuracy on test datasets, only the PINN surrogate maintained low errors across full simulation episodes. When tested with expert and random agent trajectories, PINNs consistently outperformed all others, particularly in generalizing beyond the training distribution. This confirmed that purely data-driven models fail to capture the dynamics of unseen or edge-case scenarios, while PINNs remained robust thanks to their embedded physical structure.

PINNs also demonstrated a clear performance advantage of the PINN surrogate over the original simulator in terms of inference time, which can be seen in *Figure 3*. While the original environment requires nearly 0.02 seconds per transition, the PINN achieves the same result in approximately 0.002 seconds, a nearly 10-time speedup. This dramatic reduction in simulation time is crucial for accelerating RL training and enabling scalable experimentation. Moreover, PINNs demonstrated superior temporal stability. The errors showed predictable daily cycles tied to real-world system behaviours (like battery usage and EV demand), indicating that the model learns not just pointwise accuracy but meaningful physical behaviour. This can be observed at *Figure 4*, in which the MAEs of the different models can be seen. The PINN model consistently exhibits the lowest Mean Absolute Error (MAE), regardless of the agent type or

training dataset. This reliability makes PINNs a safer and more effective tool for RL policy development in operational smart grid contexts.

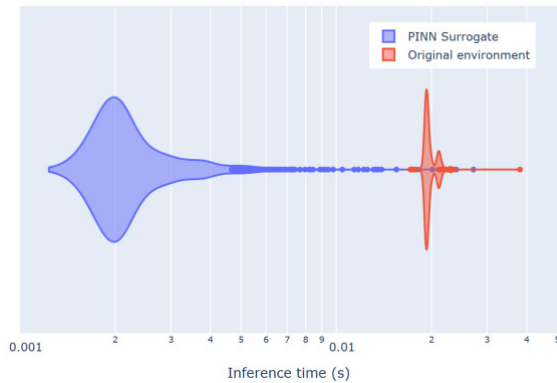


Figure 3 Comparison of inference times over 1000 transitions for the PINN surrogate and the original simulator.

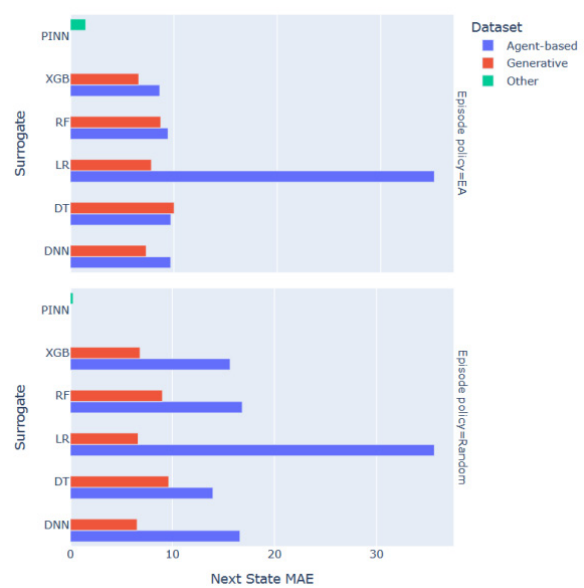


Figure 4 MAE of the different models, divided by their training datasets (Agent-based or Generative) averaged during a random episode using two different policies: Expert Agent (EA) and a Random policy.

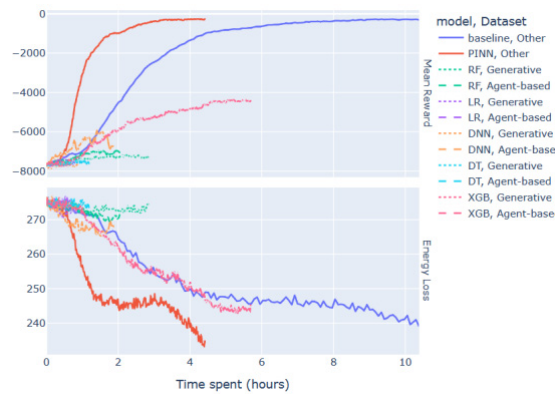


Figure 5 Reward evolution over spent time for all the surrogate models and the baseline (real simulator).

When used to train RL agents, PINN surrogates led to significantly better results than all baselines. The agent trained with the PINN environment converged to a reliable policy faster than with the real simulator, reducing training time by 50% without losing performance. This can be seen in **Figure 5**, in which the PINN surrogate enables the agent to reach a stable policy faster than any other setup, including the baseline using the original environment. Other surrogate models fail to reach meaningful performance levels, often behaving randomly. This result underscores that PINNs not only speed up training but are the only surrogates in this study capable of producing a functional and safe control policy. Other surrogate models fail to reach meaningful performance levels, often behaving randomly, due to poor generalization and cumulative prediction errors.

The PINN-trained agent also achieved the lowest overall energy losses in the grid. It successfully balanced renewable curtailment, line loading, and battery usage, maintaining stable voltages and efficient operation. Importantly, the agent learned to operate the battery within its most efficient charge range and prioritize actions that minimized technical constraints, showing a deep understanding of system dynamics.

Overall, these results confirm that PINNs are not only accurate surrogates but also powerful enablers of scalable and effective RL-based optimization in complex smart grids. Their ability to embed physics leads to better long-term decision-making, robustness in unseen scenarios, and substantial reductions in computational cost—all critical for real-world deployment.

CONCLUSIONS AND FUTURE WORK

This work demonstrates the effectiveness of using Physics-Informed Neural Networks (PINNs) as surrogate models to accelerate Reinforcement Learning (RL) in smart grid control. By embedding physical laws directly into the learning process, the PINN surrogate model achieves high fidelity while requiring no empirical data from the simulator. Compared to traditional data-driven surrogates, the PINN consistently delivers better generalization, lower long-term prediction error, and greater robustness when operating outside the training distribution. As a result, RL agents trained within the PINN environment reach high-performing control policies in half the time required by the original simulator, all while maintaining physical safety and operational accuracy.

Beyond computational gains, the use of PINNs improves the practical applicability of RL for real-world grid management. The trained agents operate efficiently, minimize energy losses, and respect grid constraints without needing to retrain for different demand or generation patterns. This makes the approach highly adaptable to evolving energy systems. Future work will explore scaling to larger networks and integrating forecasting uncertainty, bringing PINN-aided RL closer to deployment in real-time smart grid applications.

To build on our current work, a new interesting focus is to decentralize the smart grid control strategy by adopting a federated or edge-based learning architecture. While our centralized RL system efficiently learns high-quality control policies, it relies on a central surrogate environment and central RL control system. This setup poses limitations related to data privacy, latency, and scalability, especially in real-world deployment scenarios where extremely large amounts of data need to be shared to the control system and its decisions need also to be localized and the execution need to be fast.

Inspired by recent advances in federated learning applied to smart meter anomaly detection, such as edge anomaly detection and federated PV forecasting, we propose transferring parts of the policy learning and decision-making process to edge devices such as small substations, smart meters or local renewable plants. This would enable distributed agents to learn and adapt in a privacy-preserving, low-latency manner while reducing dependence on centralized computation.

REFERENCES

[1] Robin Henry and Damien Ernst. Gym-ANM: Reinforcement learning environments for active network management tasks in electricity distribution systems. *Energy and AI*, 5:100092, sep 2021.

FUNCIONALIDADES DE AUTOMATIZACIÓN PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN DESDE EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Ángel Silos, Solution Architect, Schneider Electric España
Aleix Señis, Solution Architect Area Manager, Schneider Electric España
Cyril Domenech, Application Architect Lead, Schneider Electric
Jaume Rubio, Product Manager, Schneider Electric España
Juan Isusi, System Category Manager, Schneider Electric

Resumen: Actualmente se está presentando un aumento de la electrificación de la energía que está impactando de lleno en las redes de distribución del sistema eléctrico. Por ello la automatización de la baja tensión empieza a ser necesaria en los centros de transformación donde se están introduciendo interruptores automáticos en sus salidas, reemplazando la solución actual de fusible. Por otro lado, está aumentando el nivel de digitalización, tanto para la monitorización como para el control en los centros de transformación. En esta publicación se definen y estructuran posibles funcionalidades que podrían implementarse en la red de distribución de baja tensión a través de la digitalización y la computación en el edge utilizando la evolución de los órganos de corte. La publicación pretende exponer las ventajas del uso de estos cambios tecnológicos a implementar en redes nuevas y existentes definiendo como podrá ser la evolución de las futuras redes de distribución de baja tensión para abrazar la transición energética.

Palabras clave: interruptor automático, nodo edge, baja tensión, congestión, centro de transformación.

INTRODUCCIÓN

La International Energy Agency (IEA) [1], proyecta que el consumo mundial de electricidad se duplicará en 2040. Este aumento, combinado con la electrificación de la demanda y la movilidad, afectará significativamente las redes de distribución de Baja Tensión (BT) y de Media Tensión (MT). Especialmente es en la red de BT donde se encuentra una necesidad imperante para poder cubrir ese aumento de demanda a nivel local. No debe olvidarse que el sistema de transmisión también va a verse afectado considerablemente debido a este aumento de demanda y de la alta penetración de renovables pueden ocasionar situaciones como la que aconteció el 28 de abril de 2025 en el Sistema Eléctrico Ibérico en el que se presentó un *blackout* total [2].

Estas alteraciones en el sistema precisan establecer cambios que van a tener un mayor impacto en la red de distribución de BT. Es en este momento cuando la integración de cargas flexibles, así como el vehículo eléctrico, y la electrificación de la generación, van a estar presentes. Como solución se presenta la expansión de la red de distribución de BT con una gestión diferente a la actual para poder dar cobertura a estas necesidades. Es el caso de [3] donde se establece la necesidad de interactuar por parte del Distribution System Operator (DSO) con los usuarios directamente.

Esta publicación describe una serie de funcionalidades que pueden llegar a plantearse en el Centro de Transformación (CT) teniendo en cuenta los nuevos elementos que se empiezan a establecer. Después de la introducción, la segunda sección de la publicación describe la evolución que está sufriendo el CT. La tercera sección hace foco a las funcionalidades en el CT y específicamente aquellas que pueden llevarse a cabo con el cambio tecnológico del órgano de corte. En una cuarta sección se plantea la evolución a la que podrían someterse las nuevas redes de distribución de BT. Finalmente se exponen varias conclusiones que tienen por objeto resumir lo expuesto y marcar nuevos retos.

TENDENCIA DE EVOLUCIÓN DEL CT INTELIGENTE

El CT ha ido evolucionando en las últimas dos décadas dotándose de más elementos de monitorización en la parte de BT con el objeto de aumentar el conocimiento de la red de BT, para luego también emprender un camino hacia la automatización. Como se describió en la publicación [4] los elementos presentes en la parte de BT que se han empezado a establecer han sido el Data Concentrator Unit (DCU) y la Remote Terminal Unit (RTU) de BT para poder recoger las medidas de los *smart meters* desplegados aguas abajo de un CT y poder controlar y monitorizar los interruptores de salida de BT respectivamente. El hecho de establecer un nodo edge permitirá definir funcionalidades con las que resolver problemas como congestiones en la red de BT [5] y donde se resuelvan reconfiguraciones a través de simulaciones en las que se requiere de una mayor capacidad que las que pueda resolver una RTU. Es importante

tener en cuenta que el nodo edge, a la larga, integrará las funcionalidades del DCU y de la RTU. Igualmente, el CT comunicará con el centro de control donde un Advanced Distribution Management System (ADMS) realizará los algoritmos de gestión sobre la red de MT y de BT permitiendo que el nodo edge ejecute algoritmos de mayor criticidad en un nivel terminal de la red.

Al incorporar un interruptor automático de BT en las salidas del CT, dentro del Cuadro de Baja Tensión (CBT) se pueden establecer nuevas funcionalidades que permitan ayudar a mantener e incrementar la calidad de servicio. De hecho, este interruptor automático puede desplegarse también en Cuadros Intermedios (CI), que están presentes desde las salidas del CT hasta la llegada a los usuarios finales de la red. Estos CI pueden llegar a tener múltiples salidas.

Para llevar a cabo este tipo de propuesta se tendrá que establecer una red de comunicación entre el CT y los CI con el objeto de que se pueda explotar aún más la funcionalidad de estos órganos de corte. En la figura 1 basada en [4], y haciendo foco en la parte de BT, se muestra una posible arquitectura de Internet of Things (IoT) de comunicación en Message Queuing Telemetry Transport (MQTT) que permitirá dar respuesta a las funcionalidades comentadas posteriormente. De esta manera podrá reportarse información entre los diferentes interruptores de fuera y de dentro del CT distribuidos en la red de BT.

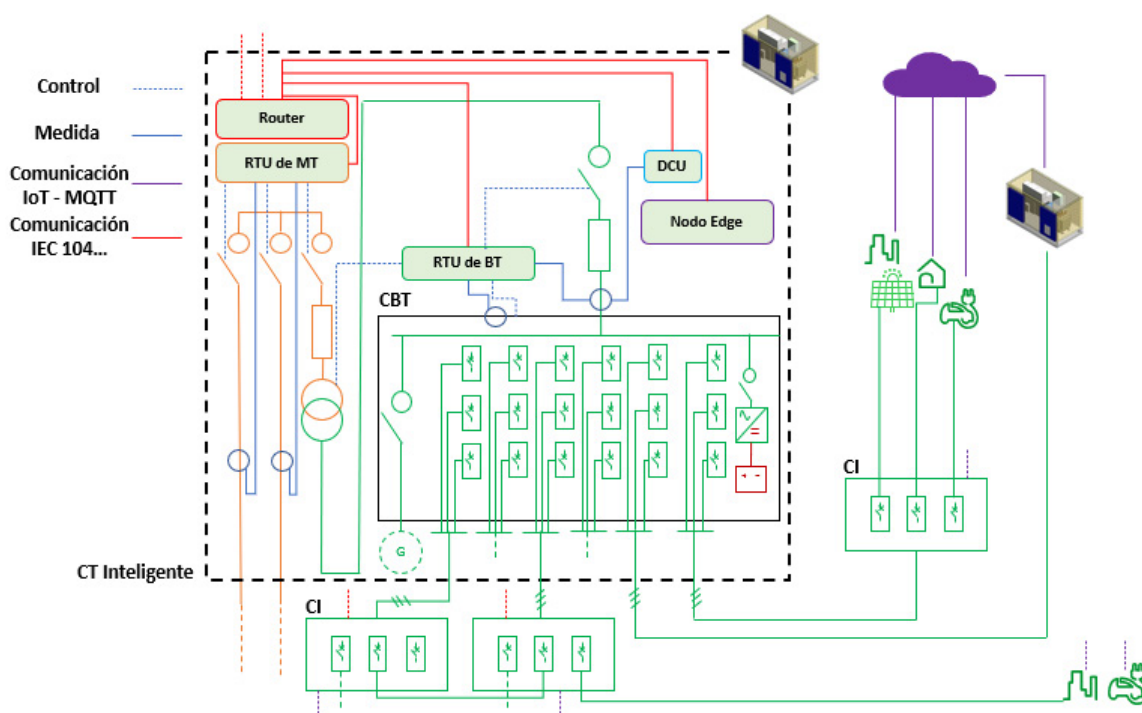


Figura 1. Arquitectura de comunicación del CT inteligente para la parte de BT. [4]

FUNCIONALIDADES EN EL CT INTELIGENTE

En relación con la publicación [5] se establecieron toda una serie de funcionalidades a realizar en el CT inteligente, así como en las subestaciones de Alta Tensión (AT) a MT, con el objeto de hacer frente a los retos que se presentan en el sector eléctrico y especialmente los focalizados en la red de BT. Cabe destacar que uno de los puntos más importantes en el que se puede encontrar una necesidad, que va en aumento, es la resolución de congestiones en la red de BT. A parte de esta problemática aparecen otras como son la localización de faltas, la localización de pérdidas no técnicas debidas al fraude, la regulación automática de tomas del transformador entre muchas otras.

Funcionalidades utilizando el interruptor monofásico de fase de BT

El despliegue de estos interruptores automáticos unipolares en el CBT, dentro del CT, y en los CI está basado en una tecnología electromecánica que, a parte de su protección, incluye una de *back-up* con fusible, en las pruebas piloto

desplegadas en España. No obstante, también existen soluciones basadas en tecnología de electrónica de potencia que aportan una serie de ventajas cualitativas y cuantitativas. Esta nueva tecnología se basa en un circuito paralelo que permite combinar el corte rápido y hasta cortocircuitos de 65 kA gracias a la electrónica de potencia y un nivel de pérdidas bajas en funcionamiento normal gracias a un contacto electromecánico. Esta tecnología aporta una serie de ventajas frente al interruptor electromecánico puro entre las que se encuentran:

- Mayor número de operaciones de apertura por defecto y maniobra que mejoran la fiabilidad.
- Reducción de la energía incidente del arco eléctrico, que conlleva a un aumento de su *endurance*.
- Posibilidad de reconexión controlada permitiendo el paso de una cierta intensidad para analizar la forma de onda.
- No se precisa de un fusible de *back-up* para altas corrientes de falta, aunque puede asociarse.

La funcionalidad principal del interruptor automático de BT es la apertura del interruptor ante la detección de un defecto de fase o de tierra utilizando, por ejemplo, curvas IEC. Cabe destacar que estos equipos disponen de una unidad de control capaz de ejecutar la apertura ante un defecto y registrar las magnitudes de intensidad y tensión.

Basándose en las funcionalidades mencionadas en la publicación [5], en la tabla 1 se presentan una serie de funcionalidades donde se considera la salida del interruptor automático de BT en combinación con equipos de control como una RTU o el nodo edge.

Funcionalidades	Alcance
Resolución de congestiones en salidas	Apertura de la fase de una salida con congestión con una posible reconexión posterior de la salida o una reconfiguración del anillo.
Resolución directa de pérdidas no técnicas	Frente a la problemática de conexiones fraudulentas a la red y en especial a las plantaciones de marihuana [6], el interruptor automático permite cortar el suministro sin necesidad de acudir físicamente al CT.
Soporte entre CT a través de la automatización en BT	En caso de necesidad de soporte en un centro por problema en el transformador o congestión se puede proponer el soporte de CT.
Aumento de carga (si los cables lo permiten) en las líneas	Debido a la propiedad resistiva del equipo podría aumentarse el nivel de carga bajo la salida ya que podría establecerse filiación entre ellos, permitiendo un mejor ajuste en tiempo real de las protecciones del interruptor.
Coordinación de protecciones con interruptores aguas abajo	El objetivo sería establecer una selectividad coordinada entre las protecciones de salida del CT con los CI, de tal forma que ante un defecto abriría el interruptor más cercano. El hecho de establecer selectividad lógica sería aconsejable el uso de una arquitectura con tiempo de convergencia nulo.
Red de BT mallada	Aprovechando los CI aguas abajo de los CT se podrían establecer uniones entre ellos para crear anillos y mejorar la redundancia en redes rurales y urbanas. El CT sería un centro de control para toda esa nueva topología en la que, utilizando la potencialidad del nodo edge y a través de funcionalidades como un gemelo digital, se podría tener un control sobre esa parte de la red.
Aislamiento de salidas con generación propia	Funcionalidad que permitiría establecer el aislamiento de una salida siempre y cuando la generación aguas abajo pueda abastecer las cargas de la salida. Es una manera también de reducir la congestión en el CT.
Validación previa de la reconexión	Esta funcionalidad permite que, en el caso que se haya producido un defecto en la red de BT y, una vez resuelto se pretenda restaurar el sistema, es posible validar el cierre previamente verificando que el problema está resuelto. La tecnología de electrónica de potencia permite validar la forma de onda a través de la circulación de una pequeña cantidad de intensidad.
Regulación del flujo de intensidad	Podría plantearse el hecho de alimentar a más o menos cargas. Es una manera de asegurar la descongestión del centro. Gestionando en paralelo las cargas flexibles podría reducirse el límite de intensidad circulante. También podría plantearse un aumento para dar acceso a más usuarios.
Fallo interruptor	En el caso de que, ante un defecto, un interruptor no abra, siempre podrá enviarse una señal al inmediatamente superior para que efectúe un disparo o al interruptor de cabecera del CBT.
Conductor roto	En el caso de redes aéreas, analizando la presencia de desequilibrio, el defecto a tierra en una fase y si se presenta una intensidad importante se puede identificar que el conductor está roto.

Tabla 1. Funcionalidades específicas utilizando el interruptor de BT de un CT.

Propuesta de algoritmo para red mallada en BT

El objetivo de esta propuesta consiste en dotar localmente de una interacción automática y autónoma en base a las condiciones de contorno y las situaciones que acontezcan en cada momento. El objetivo es que en el caso que se produzca una incidencia se pueda reconfigurar la red de BT utilizando los interruptores automáticos presentes en el CT y en los CI. En [5] se había planteado la interconexión de varios CT a través de la red de BT analizando el potencial de establecer órganos de corte como el interruptor automático comentado anteriormente.

Como se muestra en la figura 2 y partiendo de lo indicado en [5] se plantea extender el algoritmo de soporte entre CT teniendo en cuenta una distribución en anillos de las salidas de BT del CT. La propuesta consiste en establecer un algoritmo como Fault Location & Isolation Service Restoration (FLISR), al igual que se presenta en MT, pero teniendo en cuenta que sería para las interconexiones entre salidas de BT, ejecutado en el edge, y bajo diferentes escenarios críticos que requieren de una acción inmediata. Estas situaciones indicadas a continuación, podrán ser identificadas a través de elementos como los interruptores automáticos de BT, así como de otras aplicaciones que puedan presentarse en la RTU de BT o en el nodo edge. No debe olvidarse que estas funcionalidades serían un complemento a las que pudiesen establecerse en el ADMS del centro de control [5].

- **Detección de falta.** Como función principal del interruptor automático se podrán aislar faltas que se hayan producido en una salida.
- **Aislamiento de segmentos con pérdidas no técnicas.** Actualmente con la algoritmia de inteligencia artificial implementada en pérdidas no técnicas es posible determinar en qué segmento de la red está presente la pérdida no técnica. A partir de aquí se puede aislar el segmento de la red con el objeto de reconfigurarla posteriormente.
- **Resolución de congestión en una salida de BT de un CT.** En el caso que se produzca una congestión por exceso de consumo o incluso de generación en una salida de BT del CT, a lo mejor es posible repartir los consumos con otras salidas del CT y compensar esa congestión balanceando el perfil de tensión.
- **Resolución de congestión en un CT.** Aplicando el algoritmo planteado en [5] es posible con el uso de interruptores automáticos de BT intentar resolver la congestión del centro a través del soporte de otros centros. Si no fuese posible encontrar una solución se podría realizar una reconfiguración de los anillos de BT a través del uso de un gemelo digital en el propio nodo edge. También se podría definir un modo degradado en el que puedan aislarse parte de las salidas valorando si algunas pueden ser cubiertas por la generación distribuida en la propia red de BT.

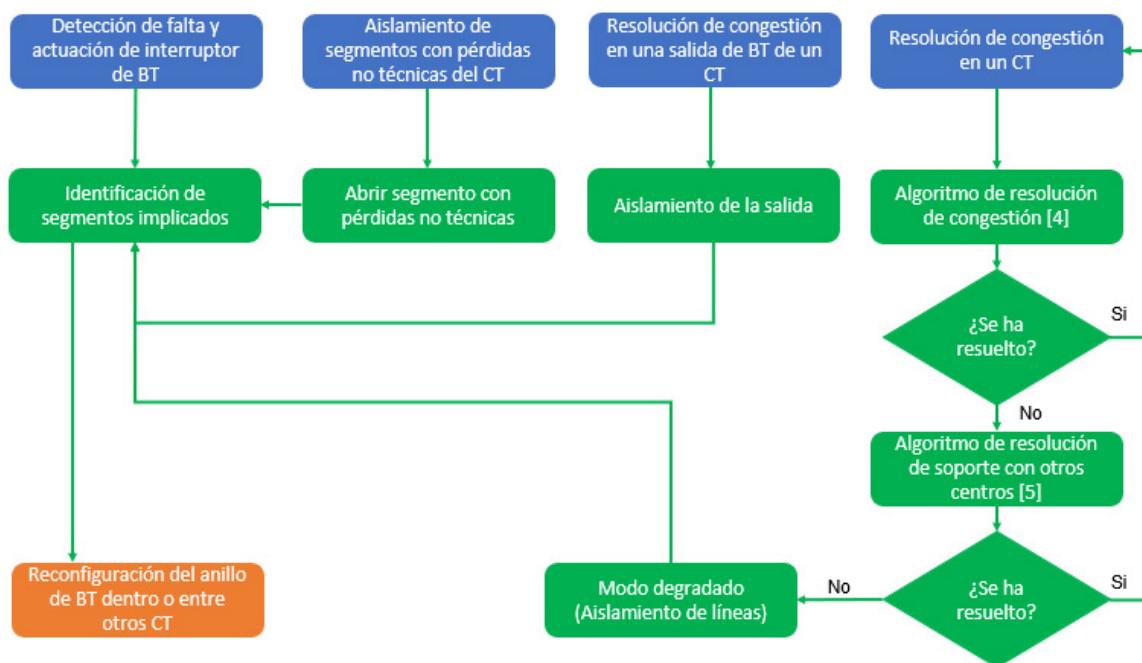


Figura 2. Propuesta de algoritmo de reconfiguración en la red de BT de un CT.

HACIA UNA NUEVA RED DE DISTRIBUCIÓN DE BT

Lo expuesto anteriormente lleva a plantear una nueva definición de red de BT que permitirá aumentar las posibilidades de gestión sobre ella por parte del DSO. Esta posible evolución permitirá que se planteen segmentaciones de la red, así como el aumento de electrificación ya que las cargas podrán repartirse de forma más distribuida entre las salidas de los CT y los CI. En algún ejemplo como [7] se ha llegado a desplegar este tipo de arquitectura en BT.

En este nuevo despliegue, los CI podrán ser una analogía de los CT en la distribución en MT con varios interruptores automáticos con el objeto de alcanzar esa versatilidad dentro de un mismo CT o entre varios en la red de BT. En la figura 3 se muestra esta propuesta de red de BT, basada en [5]. Los CI podrían conectar con otros y en los que estableciendo salidas libres podrían llegar a incorporar nuevas conexiones adicionales. Este hecho permitiría ir proyectando una red eléctrica que pudiese ser escalada desde el CT hacia los usuarios finales con el objeto de que pueda ir aumentándose la electrificación en la red y hacerla más resiliente.

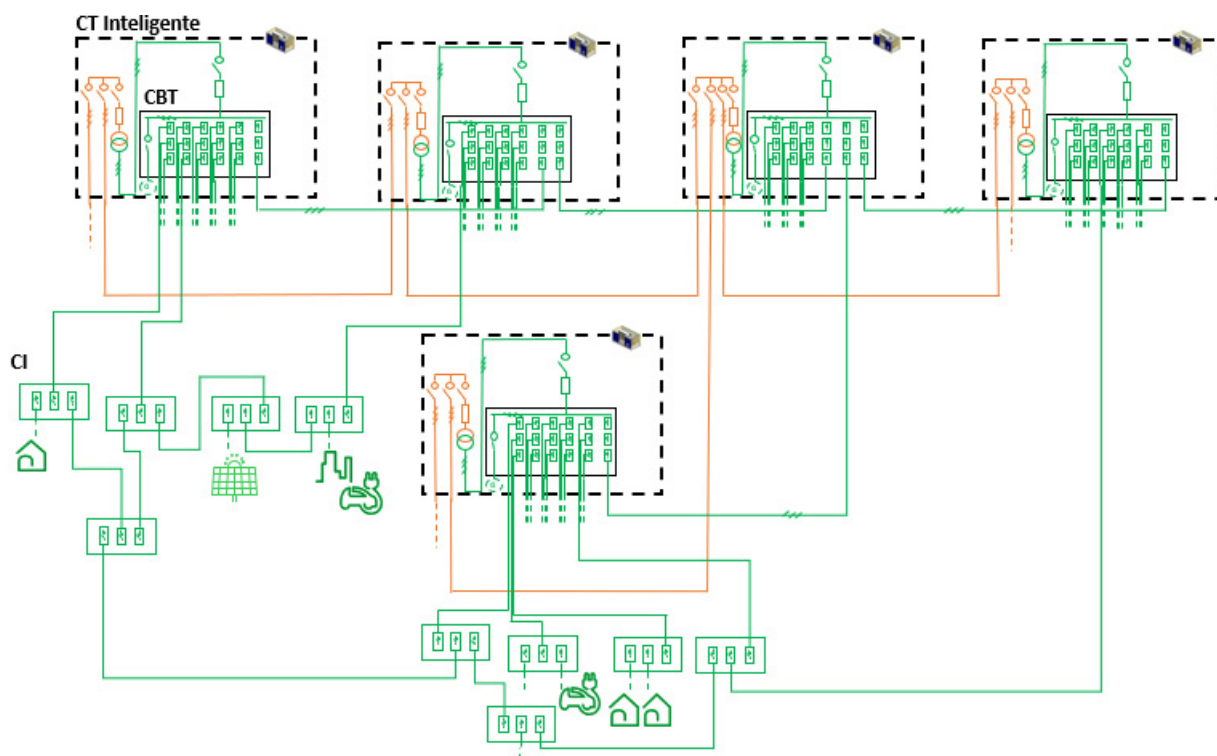


Figura 3. Propuesta de evolución de la red de distribución de BT. [5]

Este hecho significará establecer una coordinación distribuida entre los CT en que cada uno tendrá su modelo representado y evaluado en su nodo edge. Por ello una arquitectura distribuida en los diferentes niveles de tensión y a lo largo de un mismo nivel [5], será necesaria para llegar a coordinar los diferentes elementos y evitar cierres de circuito entre fases diferentes. Aunque las cargas cambien de fase siempre quedará identificado donde está conectado el usuario final por medio de estándares como PRIME [8]. En esta arquitectura de red de BT todos los CI deberán estar comunicados con el CT para poder centralizar esa información. Como se ha comentado previamente una comunicación MQTT en la capa de aplicación, entre otras, podría ser una opción para establecer esa comunicación implementando una capa de servicios en IEC 61850 [9].

Esta evolución en la ramificación y segmentación supone un mayor control sobre la red de BT, pudiendo potenciar la electrificación, aunque se llegue a superar la potencia instalada. Lo que será necesario establecer un modelado digital en el CT con el que, de forma dinámica, ante un problema de los comentados anteriormente pueda darse una respuesta. Este modelo digital evolucionará hacia un gemelo digital en el CT con el que hacer simulaciones y análisis para poder ofrecer la respuesta óptima ante las nuevas adversidades. Por este motivo la retribución de estos activos

es clave para que el DSO llegue a poder desplegar estas soluciones en el sistema eléctrico, que permitirá aumentar la capacidad de la red con menores inversiones en CT existentes frente a la inversión de la construcción de nuevos CT.

CONCLUSIONES

El análisis presentado en este documento establece diferentes funcionalidades que pueden aplicarse en los CT teniendo en cuenta la nueva tecnología de interruptor unipolar de BT. Esta evolución junto con una digitalización del CT donde el nodo edge y las RTU toman una relevancia importante permite ir escalando la electrificación tanto para la red existente como las futuras extensiones.

Las funcionalidades y las ventajas que conlleva esta evolución del sistema eléctrico, específicamente en el español, será plena si se pueden establecer estas redes cada vez más malladas en BT. Este proceso es complejo y costoso, así como el de la modernización de los CT y CI que actualmente no queda recogido en el modelo de retribución.

Esta evolución ayudará a plantear soluciones que permitirán combinar la flexibilidad explícita del usuario final con deslajes de salidas de BT, para reducir la congestión inmediata en el CT. Estas aplicaciones podrán llevarse a cabo siempre que se establezcan procedimientos legales. Por ello, la regulación y el uso de *sandbox* serán herramientas que facilitarán el despliegue de estas nuevas funcionalidades y arquitecturas.

REFERENCIAS

- [1] IEA, 2025, Electricity Mid-Year Update. July 2025, <https://www.iea.org/reports/electricity-mid-year-update-2025>, Paris.
- [2] ENTSO-E, 2025, 28 April 2025 Blackout, <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>, Bruselas.
- [3] Bundesnetzagentur, 2023, Bundesnetzagentur sets rules for the integration of controllable consumer devices, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2023/20231127_14a.html, Bonn.
- [4] Silos, A., Señas, A., 2023, Resolución de congestiones en redes de distribución en el centro de transformación a través de la automatización edge en baja tensión, Futured, II Edición Congreso de Redes Inteligentes, Madrid.
- [5] Silos, A., Señas, A., 2024, Decentralized edge architecture control overview for grid support among secondary substations, Futured, III Edición Congreso de Redes Inteligentes, Madrid.
- [6] Blázquez, P., 2025, Endesa detecta 32.000 casos de fraude ligados al cultivo de marihuana, La Vanguardia, <https://www.lavanguardia.com/economia/20250807/10959530/endesa-detecta-32-000-casos-fraude-ligados-cultivo-marihuana.html>, Barcelona.
- [7] Gutierrez, L., Ochoa, L., 2018, Smart Street Project – Key Findings from Final Deliverables, The University of Manchester, Manchester.
- [8] Osorio, X., Vizcaya, G., Martinez, C., Berganza, I., Sendín, A., Santamaría, I., Ayala, R., García D., 2023, Detección de fase en sistemas de telegestión con tecnología PLC Prime, Futured, II Edición Congreso de Redes Inteligentes, Madrid.
- [9] Huang, G., Yi, J., Zhao, R. Chen, J., Huang, M., Wang, J., 2021, Application of MQTT in power distribution Internet of Things, 3rd International Conference on Electrical Engineering and Control Technologies (CEEECT), Macau.

04

Tecnologías de Digitalización

Edge computing, Analítica de Datos, Gestión de Activos, IoT, Inteligencia Artificial, Robótica, Ciberseguridad, Blockchain, Digital Twins, Realidad Mixta y Aumentada, Drones, Electrónica de Potencia, Ingeniería de diseño de los Sistemas Energéticos, Certificación, Comunicaciones.



IV EDICIÓN CONGRESO DE

REDES INTELIGENTES

ANÁLISIS DE MODELOS DE MACHINE LEARNING PARA LA PREDICCIÓN DE LA DEMANDA AGREGADA DE LAS ISLAS CANARIAS Y LA PENÍNSULA

Belén Arroyo-Torres, ITE, Instituto Tecnológico de la Energía

Jorge Cano-Martínez, ITE, Instituto Tecnológico de la Energía

Marcos Carbonell-Mafe, ITE, Instituto Tecnológico de la Energía

Caterina Torno-Doménech, ITE, Instituto Tecnológico de la Energía

Alfredo Quijano-López, ITE, Instituto Tecnológico de la Energía. ITE, Universitat Politècnica de València

Resumen: El objetivo de este trabajo es analizar distintos modelos de Machine Learning para evaluar cuál es el más adecuado para realizar predicciones de la demanda agregada de la Península y las Islas Canarias. Los modelos analizados han sido: redes neuronales profundas, modelo LSTM y un modelo ensamblador. Por otro lado, al trabajar con la demanda agregada, la localización geográfica de los datos meteorológicos utilizados como variable de entrada en alguno de los modelos adquiere una importante relevancia, ya que dichos valores varían significativamente dependiendo de la localización. En este trabajo también se explicará la estrategia seguida para obtener dichos valores. Para el entrenamiento de los modelos se han utilizado datos históricos obtenidos de Red Eléctrica (REE) desde enero 2017 a marzo de 2025, procedentes del DataChallenge 2025. Tras el análisis realizado en este trabajo, se ha concluido que el modelo que mejores resultados proporciona es el modelo de redes neuronales profundas, obteniendo valores de MAPE entre 1.89 (para Lanzarote) y 6.84 (para el Hierro).

Palabras clave: Machine Learning, Demanda, Predicción, Pretratamiento, Redes Inteligentes, SmartGrids

INTRODUCCIÓN

Disponer de datos de predicción de la demanda de forma precisa es esencial para una gestión eficiente del sistema energético, permitiendo garantizar la estabilidad de la red y reducir los costes operativos. Una estimación fiable permite a los operadores del sistema optimizar la integración de energías renovables, así como una gestión más óptima del almacenamiento.

El uso de técnicas de Machine Learning ha permitido obtener resultados más precisos en comparación con los obtenidos a partir de técnicas tradicionales. En trabajos previos se mostró que el uso de redes neuronales profundas permitía inferir adecuadamente los patrones de comportamiento de la demanda, logrando de esta forma resultados precisos de la demanda (Din & Marmerides, 2017). Por otra parte, en el trabajo presentado por (Roy et. al, 2021), se obtuvo que los modelos de tipo Long Short-Term Memory (LSTM) presentaban buenos resultados a la hora de predecir la demanda a corto plazo.

El objetivo de este trabajo es analizar un estudio comparativo de los diferentes modelos de Machine Learning con el fin de analizar su adecuación para obtener predicciones precisas de la demanda eléctrica agregada para los subsistemas de las islas canarias y la Península. En concreto, los modelos evaluados han sido redes neuronales profundas, modelos Long Short-Term Memory y un modelo ensamblador que combinan los resultados de ambos.

MODELADO DE LOS DATOS

El objetivos de este trabajo es comparar los resultados obtenidos a partir de 3 modelos diferentes para determinar cuál es la mejor estrategia para predecir los datos de demanda agregados de la península y de cada una de las islas canarias. Los modelos analizados han sido, redes neuronales profundas (DNN), modelos Long Short-Term Memory (LSTM) y un modelo ensamblador (ENS). Todos los modelos han sido entrenados a partir de los datos históricos

disponibles, desde enero de 2017 a marzo de 2025, procedentes del DataChallenge 2025. La predicción se ha realizado de manera periódica durante dos meses (desde el 1 de abril de 2025 al 31 de mayo de 2025) con un horizonte de dos días. Una vez concluido el periodo de predicción, se han comparado los resultados obtenidos para cada uno de los modelos con los datos reales, para así poder analizar con cual de ellos se obtienen los mejores resultados. A continuación, se describe en detalle la metodología utilizada en cada uno de los modelos.

Modelo redes neuronales profundas

Se trata de un tipo de modelo de aprendizaje automático supervisado, el cual infiere el comportamiento de la variable objetivo (en nuestro caso la demanda de cada subsistema) a partir de las características que se le introduzcan (variables exógenas). Las variables exógenas deben de introducirse en el modelo normalizadas para que no haya problemas de estabilidad en el entrenamiento y unas variables no dominen sobre otras. En este caso, se utilizó el método de pipeline para normalizar por separado las variables numéricas y las categóricas. Por último, la optimización de los hiperparámetros del modelo se realizó de manera automática mediante el método de grid search.

Las variables exógenas que se han utilizado en este trabajo son las siguientes:

- Variables meteorológicas: Ayudan a contextualizar las condiciones ambientales del entorno que puedan afectar al comportamiento del consumo eléctrico. Las variables consideradas han sido la temperatura, los grados día calefacción (CDD) y refrigeración (HDD) y la precipitación.
- Variables de calendario: Aportan información temporal al modelo. Se consideran variables del tipo: si es festivo o no, tipo de día de la semana, la estación del año...
- Variables históricas: Aportan información sobre la tendencia y la evolución de la demanda. En concreto, se ha utilizado la demanda de la misma hora de los 2 y 7 días anteriores, así como, la media móvil de la demanda de la última semana y de las dos últimas semanas.

Al trabajar con datos de demanda agregados, la obtención de las variables meteorológicas plantea el problema de cómo obtenerlas, ya que los valores dependen en gran medida de la localización. Por este motivo, en este trabajo se ha planteado la siguiente metodología para obtener dichas variables.

En el caso de la Península, se genera un mallado uniforme para cada provincia (**Error! Reference source not found.a**), obteniéndose las variables meteorológicas para cada uno de los puntos. Posteriormente, se calcula el valor medio de cada provincia, y finalmente, la variable agregada se estima mediante un promedio ponderado de los valores obtenidos en cada provincia. El peso utilizado para el promediado se calcula utilizando el porcentaje de población de la que dispone cada provincia. En la **Error! Reference source not found.b** se muestra el peso utilizado para cada provincia. Los datos se han obtenido de Instituto Nacional de Estadística (INE).



Figura 1: a) Mallado realizado por provincia. b) pesos utilizados para el promedio ponderado

En el caso de las Islas Canarias, al realizar el modelado de cada isla individualmente, la estimación de los valores meteorológicos es más sencilla al tratarse de localizaciones más próximas. En este caso, se realiza un mallado para cada isla, se obtienen las variables meteorológicas para cada uno de los puntos y finalmente se realiza un media de todos ellos. De tal forma, que se obtiene un valor único para cada una de las islas.

Modelo Long Short-Term Memory

Otro tipo de modelo analizado en este estudio consiste en una arquitectura de red neuronal LSTM (Long Short-Term Memory), enfocada en la predicción de series temporales. Se trata de un modelo autorregresivo, en el que las predicciones se generan exclusivamente a partir de los valores históricos de demanda, sin incluir variables exógenas. Para cumplir con el formateado de datos requerido por LSTM se aplicó un generador de series temporales, que separó los datos en ventanas de 24 horas anteriores para cada instante del histórico, usando las primeras 24 como punto de partida y por tanto no incluidas en el entrenamiento.

Como se ha comentado anteriormente, el horizonte de predicción del modelo es de 48 horas. Al tratarse de un horizonte mayor a la ventana deslizante de 24 horas, se decidió incluir los valores de la predicción para cubrir los valores faltantes de cada instante de la predicción objetivo. Este enfoque autorregresivo implicaba que los errores podían propagarse e incrementarse a medida que avanzaban las predicciones, lo que podía comprometer la fiabilidad de los resultados en horizontes más largos. Sin embargo, en la evaluación del modelo no se observa un distanciamiento de las predicciones respecto a los valores reales en los horizontes de predicción más lejanos.

Los datos históricos deben de estar normalizados antes de utilizarlos como variable de entrada del modelo para que no surjan problemas de estabilidad durante el entrenamiento. En este caso se ha utilizado el método de máximo-mínimo. Por otro lado, en este caso, los hiperparámetros se han optimizado utilizando una búsqueda manual por vectores de valores deseables delimitados, pues el método de grid search tenía un alto coste computacional y requería una gran cantidad de tiempo de ejecución.

Modelo ensamblador

El modelo ensamblador se trata de un modelo de aprendizaje automático supervisado que combina varios modelos con el objetivo de aprovechar las fortalezas de cada uno de los modelos y enmascarar sus debilidades, de tal forma que se obtenga un mejor resultado que los obtenidos de forma individual por cada uno de ellos. El resultado final se obtiene a partir de la mediana de las predicciones calculadas por cada modelo.

En este estudio se han analizado dos modelos ensambladores diferentes. El primero de ellos, combina los resultados obtenidos del modelo de redes neuronales profundas y el modelo LSTM. Mientras que el segundo consiste en un modelo que combina tres modelos sencillos:

- Regresión lineal: el cual establece una relación lineal entre las variables exógenas incluidas en el modelo y la demanda del subsistema
- ARIMA: el cual consiste en un modelo autorregresivo que infiere el comportamiento de la demanda a partir de los datos históricos.
- Modelo estadístico basado en la media de la demanda de cada tipo de día y hora

Este último modelo se utiliza como modelo naive, el cual es utilizado como referencia base para evaluar el resto de los modelos que se han implementado.

RESULTADOS

En esta sección, se muestran los resultados obtenidos para la predicción de la demanda de los 8 subsistemas analizados a partir de los modelos enumerados anteriormente. Para poder evaluar de manera objetiva cada uno de los modelos, se ha utilizado métricas cuantitativas como el error absoluto medio (MAE) y el error porcentual absoluto medio (MAPE).

En la **Error! Reference source not found.**, se muestra los resultados obtenidos para un periodo de 7 días, incluidos dentro de los dos meses de predicciones realizadas en nuestro estudio. Mientras que en la **Error! Reference source not found.**, se muestran los valores de MAPE obtenidos para cada uno de los subsistemas y modelos analizados, teniendo en cuenta el periodo completo de predicción. A la vista de estos resultados, se observa que si comparamos el modelo de redes neuronales profundas con el modelo LSTM se obtienen mejores resultados con el modelos DNN, exceptuando en la Gomera donde el modelo LSTM presenta mejores predicciones. Por otro lado, si comparamos el modelo DNN con el modelo ensamblador que combina los resultados de los modelos DNN y LSTM, en general también se obtienen mejores resultados con el modelo DNN, sin embargo, en este caso las predicciones obtenidas para el Hierro y la Palma son ligeramente mejores con el modelo ensamblador. Para el caso de la Gomera, se observa una clara mejoría de los resultados utilizando el modelo ensamblador.

Por otro lado, si comparamos los resultados obtenidos de cada modelo, con el modelo naive de referencia, se observa que el modelo ensamblador y el modelo DNN obtienen mejores resultados. Sin embargo, el modelo LSTM presenta métricas mayores en la mayoría de los casos.

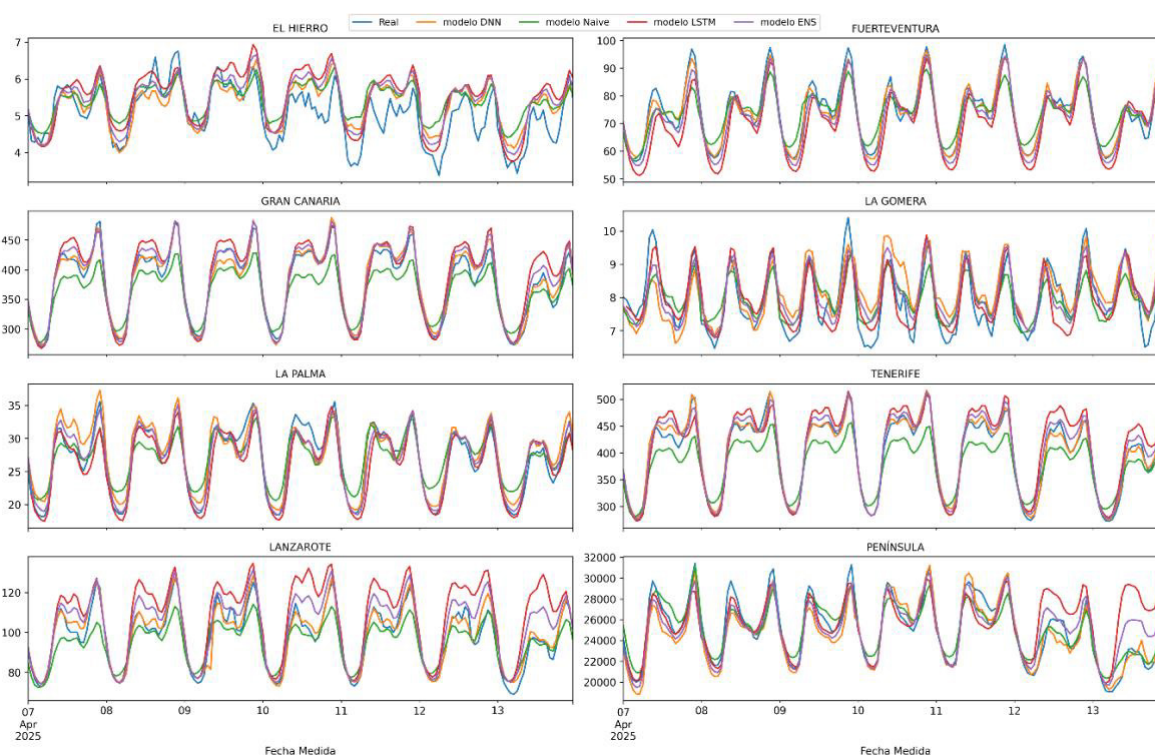


Figura 2: Resultados de todos los subsistemas para el periodo del 07/04/2025 al 13/04/2025

Si nos fijamos en las gráficas de la **Error! Reference source not found.**, se observa que tanto el modelo DNN como el ensamblador logra predecir la escala de los picos de consumo diario, así como la variación y frecuencia de las curvas. En cuanto al modelo LSTM, se observa que también predice correctamente la forma general de la curva de consumo, sin embargo, presenta un mayor error general por subestimaciones y sobreestimaciones de la demanda lo que lleva a presentar unas métricas significativamente mayores a los otros dos modelos en la mayoría de los casos.

Tabla I: Resultados del MAPE obtenido para cada modelo y subsistema

	DNN	LSTM	ENS	ENS (naive)
El Hierro	6.84	8.02	6.48	6.88
Fuerteventura	2.71	7.00	4.23	4.76
Gran Canaria	2.59	5.48	3.77	5.40
La Gomera	6.03	5.47	5.29	6.11
La palma	4.24	5.03	3.97	5.74
Tenerife	2.25	5.38	3.45	6.03
Lanzarote	1.89	8.97	4.73	4.60
Península	4.41	6.69	5.25	5.17

Por último, en la Figura 3 se muestra el desglose del valor del MAPE horaria obtenido en cada uno de los subsistemas y modelos. Se observa que los modelos LSTM y naive presentan los valores de MAPE mayores en diferentes regiones del día en cada uno de los subsistemas. Lo que apunta a que cada uno de ellos presenta comportamiento diferentes de consumo que estos modelos no son capaces de inferior. Por otro lado, el modelo DNN y el modelo ensamblador presenta unos valores de MAPE mucho más constantes a lo largo del día.

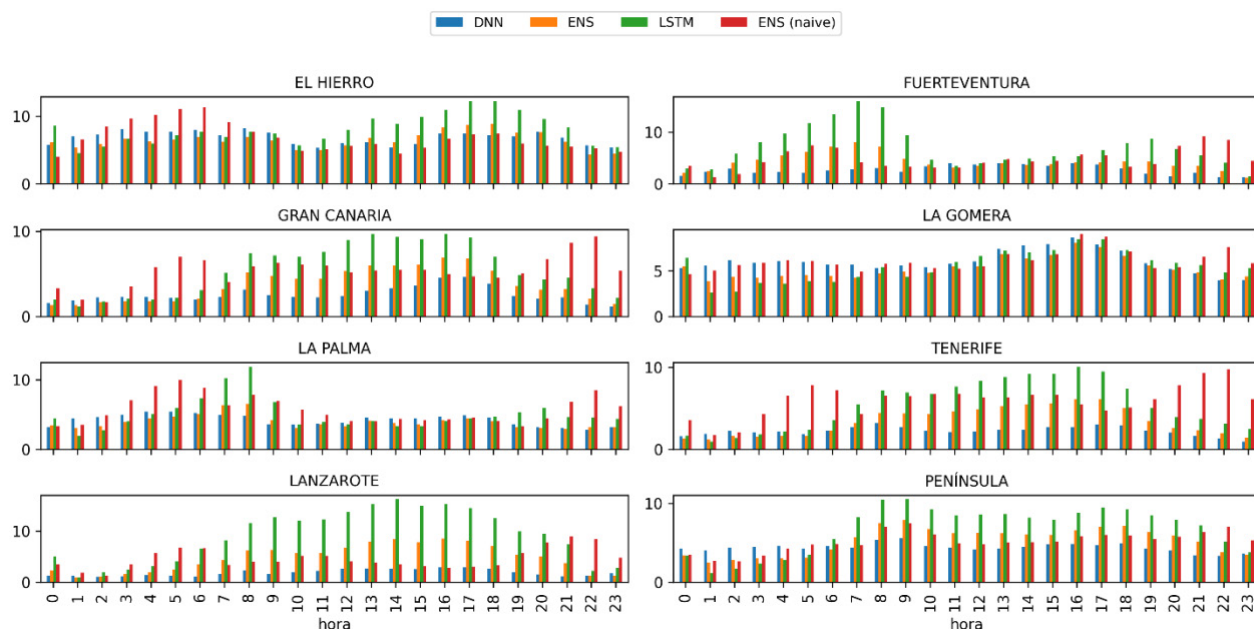


Figura 3: evolución horaria de las métricas de cada subsistema y modelo

CONCLUSIONES

A la vista de los resultados obtenidos de este trabajo, se concluye que el modelo basado en redes neuronales profundas es el modelo que mejor captura e infiere los patrones de comportamiento de la demanda agregada de la Península y las Islas Canarias, mostrando las métricas de error más bajas en la mayoría de los subsistemas. Sin embargo, se observa que para la isla de la Gomera tanto el modelo LSTM como el ensamblador - que combina los resultados de ambos modelos - presentan un mejor rendimiento, siendo el modelo ensamblador el que obtiene las predicciones con mayor precisión. En cambio, para el resto de los subsistemas el modelo LSTM ofrece peores resultados, incluso estando en algunos de los casos por debajo del modelo naïve que se ha utilizado como referencia.

REFERENCIAS

- Din, G. M. U & Marnerides, A. K, 2017, International Conference on Computing, Networking and Communications (ICNC)
- Roy, K, Ishmam, A & Taher, K. A., 2021, International Conference on Automation, Control and Mechatronics for Industry 4.0

DETECCIÓN DE COMPORTAMIENTOS ANÓMALOS EN INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS

Carmen López Murcia, Analista de Datos, CIC Consulting Informático

Mikel Moreno Moreno, Investigador, Fundación Vicomtech, Basque Research and Technology Alliance (BRTA)

Amaia Gil Lerchundi, Investigadora, Fundación Vicomtech, Basque Research and Technology Alliance (BRTA)

Resumen: Como parte del proyecto VULCANO, se están desarrollando algoritmos basados en inteligencia artificial para la detección de anomalías en la monitorización de una red de telecomunicaciones de infraestructuras eléctricas. Estos modelos permiten relacionar el tráfico generado por los dispositivos en la red con su comportamiento, permitiendo una identificación de situaciones que habrían quedado ocultas.

Palabras clave: Subestación, Anomalías, Red de telecomunicaciones

INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO

Los sistemas de gestión de redes tradicionalmente han realizado sus labores de monitorización a través de la gestión de alarmas y del estado de los equipos y sus comunicaciones, pudiendo obviar fallas en la red debido a no disponer de capacidades de monitorización más amplias. En cuanto a aspectos de ciberseguridad, históricamente, las redes eléctricas han basado su protección en la oscuridad, al utilizar protocolos y equipos no muy comunes. Actualmente, y debido al aumento de ataques en estas infraestructuras críticas, se hace evidente la necesidad de capacitar estos sistemas para la reducción de riesgo y la notificación temprana de estas amenazas, así como el aumento de su superficie de monitorización.

ENFOQUE DEL PROYECTO VULCANO

Información del proyecto VULCANO

El proyecto VULCANO [1], realizado por la empresa cántabra CIC, es un proyecto de innovación que recibe respaldo financiero del Instituto Nacional de Ciberseguridad de España (INCIBE) a través del instrumento de Compra Pública Precomercial CPP2-2022, bajo el reto 19, SOC en sector energía. Durante la realización del proyecto se desarrollará y validará un módulo de ciberseguridad para el sistema gestor de redes ya existente llamado Netwin. Este módulo, entre otras funcionalidades, aportará al gestor de capacidades de detección y caracterización de vulnerabilidades, detección de anomalías, análisis de riesgo y ampliará sus capacidades de monitorización. El proyecto se encuentra actualmente en marcha, habiendo terminado la etapa de desarrollo el 23 de junio y en la fase final de validación, que terminará en junio de 2026.

El desarrollo de los algoritmos de detección de anomalías se está realizando en colaboración con el centro de investigación VICOMTECH, el cual cuenta con un grupo de investigación especializado en desarrollar soluciones tecnológicas en el ámbito de la seguridad digital. Abarcando desde la protección de infraestructuras críticas hasta la detección de actividades delictivas en entornos digitales. Para ello hacen uso de técnicas de inteligencia artificial, análisis de datos y aprendizaje automático para identificar comportamientos anómalos y gestionar riesgos asociados a sistemas tanto de tecnologías de la información (IT) como operacionales (OT). El departamento colabora estrechamente con organismos de seguridad y empresas de diversos sectores para desarrollar soluciones adaptadas a las necesidades específicas de cada entorno, contribuyendo así a fortalecer la resiliencia frente a amenazas cibernéticas.

Datos necesarios para el desarrollo

El sistema utiliza capturas de tráfico de diversos protocolos industriales como origen de datos. Entre estos protocolos se encuentran IEC60870-104, SNMP, Modbus e IEC61850.

Para la adquisición de los datos, se ha hecho uso de una sonda Edge instalada en los centros de transformación o subestaciones, que mediante distintos sniffers de tráfico, es capaz de recoger estos paquetes sin afectar al funcionamiento normal de la red. Las capturas son clasificadas por protocolo y finalmente adquiridas por el servidor central donde se encuentran los modelos, que las utilizarán para su entrenamiento y detección.

Desarrollo de los algoritmos de Deep Learning

Dado el ámbito en el que se desarrolla el proyecto Vulcano, se ha optado por un enfoque no supervisado, más adecuado para el entorno de telecomunicaciones industriales, donde la escasez de datos etiquetados, la necesidad de interpretabilidad y la facilidad de despliegue son factores clave.

El modelo utilizado ha sido desarrollado previamente por Vicomtech, siendo actualmente parte de su librería *Bhave* [2]. Se basa en una combinación de estadística empírica y aprendizaje bayesiano [3]. La detección de anomalías se realiza a través de una métrica construida en tres pasos. En primer lugar, se lleva a cabo una fase de selección no supervisada de características relevantes para cada tipo de representación del tráfico (contenido de paquetes, flujos y frecuencia temporal) permitiendo realizar un análisis a diferentes niveles.

En segundo lugar, se aplica una fase de reducción del conjunto de datos, eliminando automáticamente datos incompletos y columnas con valores constantes o irrelevantes. Además, se transforman las variables en un rango [0, 1] para asegurar una representación homogénea. Este preprocesamiento no solo contribuye a reducir la dimensionalidad del problema, sino que también refuerza la estabilidad del modelo ante cambios menores en el entorno o ante la incorporación de nuevas comunicaciones, mejorando así su capacidad de generalización.

Por último, se calcula un *anomaly score* (probabilidad de que una muestra pertenezca a un entorno anómalo) basado en el modelado empírico de las distribuciones marginales de las variables, con especial atención a las colas, que se modelan mediante *distribuciones de Pareto*. Este *anomaly score* se interpreta probabilísticamente mediante el *teorema de Bayes* y se transforma mediante una *función logarítmica* en una métrica final acotada en el rango [0, 1]; donde valores cercanos a 1 indican alta probabilidad de anomalía.

Integración de los resultados

CIC dispone de un sistema gestor de redes llamado Netwin sobre el cual, el proyecto VULCANO, está desarrollando un nuevo módulo de ciberseguridad. La herramienta Netwin, previamente SGRwin, es un producto con más de 30 años de experiencia en la gestión de redes de telecomunicaciones de infraestructuras críticas con un enfoque en la gestión de equipos de múltiples proveedores en redes multi tecnología.

Los desarrollos obtenidos durante la ejecución del proyecto han resultado en un módulo desplegado sobre la herramienta existente.

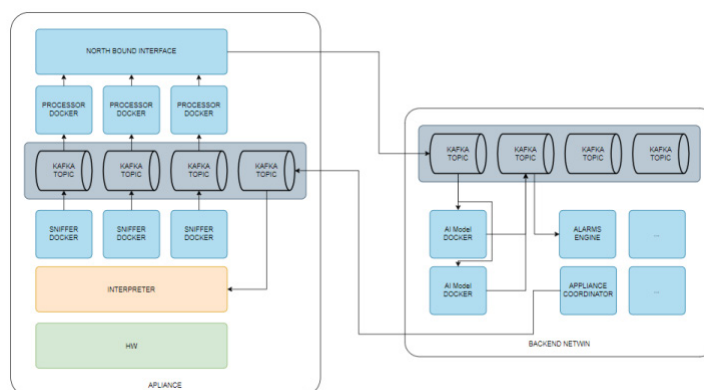


Figura 1: Representación de la arquitectura interconectada del sistema final

Los algoritmos, a partir de los sniffers de tráfico, extraen la información de cada uno de los protocolos supervisados a partir de un appliance desplegado en la red a nivel de campo. Este tráfico es filtrado, caracterizado y procesado para su uso por los modelos.

El sistema, a partir de un threshold aplicado sobre el *anomaly score* generado por los modelos, generará alarmas a partir de sus predicciones únicamente aquellos casos en los que la certeza de la identificación es relevante, reduciendo falsos avisos y optimizando la capacidad de respuesta de los operarios de la red ya que reducirá la cantidad de eventos que deberán de ser analizados, únicamente a los más relevantes. Esta integración permite la unificación del funcionamiento de los modelos con el del resto de las herramientas del sistema gestor, extendiendo su funcionalidad y su superficie de monitorización.

AGRADECIMIENTOS

Este documento ha recibido financiación del programa de Compra Pública Precomercial CPP2-2022, financiado por el Instituto Nacional de Ciberseguridad de España (INCIBE).

REFERENCIAS

[1] «Gestión de vulnerabilidades y detección de amenazas para operar en un SOC.», SGRwin. Disponible en: <https://www.sgrwin.com/es/vulcano/>

[2] «Librería BHave.», Vicomtech. Disponible en: https://www.vicomtech.org/upload/download/librerias/SDK_B_have_compressed.pdf

[3] Seguro-Gil, L., Moreno-Moreno, M., Irigoien, I. et al. Correction: Unsupervised Anomaly Detection Approach for Cyberattack Identification. Int. J. Mach. Learn. & Cyber. (2025). <https://doi.org/10.1007/s13042-025-02592-2>

OPTIMIZACIÓN DINÁMICA DE CAPACIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN: EXPERIENCIA DEL PROYECTO DYNELEC

Jorge González Gómez, Jefe de Proyectos, CIC Consulting Informático (IDboxRT)

Resumen: El proyecto DYNELEC ha desarrollado una metodología avanzada para la gestión dinámica de redes de distribución, basada en la monitorización en tiempo real de parámetros ambientales y de estado eléctrico. La solución, implementada sobre una arquitectura edge-to-cloud, aplica los modelos CIGRE TB601 para el cálculo de la capacidad térmica dinámica de los conductores, permitiendo incrementos de hasta un 79,8 % en la capacidad de transporte en redes de 132 kV. Entre 2015 y 2018, el sistema permitió integrar 18 GWh anuales adicionales de energía renovable, evitando la emisión de 19.800 toneladas de CO₂. Este artículo describe la integración de sensores IoT, algoritmos predictivos y sistemas de control existentes, destacando lecciones aprendidas y su aplicabilidad en otros contextos de redes inteligentes.

Palabras clave: Redes inteligentes, rating dinámico, edge computing, integración renovable, gestión térmica.

INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO

La elevada penetración de generación renovable distribuida en las redes de distribución está provocando situaciones de congestión cada vez más frecuentes. Frente a esta realidad, el proyecto DYNELEC se concibió como una iniciativa pionera en España para habilitar la operación dinámica certificada de redes, con el objetivo de maximizar el uso de la infraestructura existente sin necesidad de refuerzos físicos.

El sistema propuesto se basa en tres pilares fundamentales:

- Monitorización distribuida mediante sensores termo-anemométricos.
- Plataforma de cálculo descentralizado para la determinación del rating térmico dinámico (DLR).
- Integración con los centros de control mediante servicios web estandarizados.

La solución requería cumplir estrictas exigencias de latencia y fiabilidad. Tal como se describe en González et al. (2016):

“La implementación requirió el desarrollo de componentes hardware/software específicos para garantizar latencias inferiores a un segundo en el cálculo distribuido del estado térmico”.

DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN TECNOLÓGICA

IDboxRT es una plataforma de analítica avanzada y supervisión en tiempo real desarrollada por CIC Consulting Informático. Su arquitectura híbrida Edge-Cloud permite el despliegue de nodos de procesamiento distribuidos que operan de forma autónoma en el entorno de campo, comunicándose con sistemas centrales para consolidación y análisis histórico.

El sistema se integra con sensores IoT (temperatura, velocidad del viento, radiación solar), estaciones meteorológicas y equipos de protección/control, además de SCADAs existentes. Entre sus funcionalidades destacan:

- Dashboards configurables e interactivos.
- Generación automática de alertas.
- Algoritmos de inteligencia artificial para predicción de condiciones críticas.

En DYNELEC, IDboxRT se configuró para supervisar líneas de 132 kV, ajustando en tiempo real la capacidad admisible en función de las condiciones ambientales locales. Esto permitió maximizar la integración de generación renovable sin necesidad de inversión en nueva infraestructura física.

METODOLOGÍA Y DESPLIEGUE

3.1 Infraestructura de monitorización

El despliegue físico comprendió:

- Ocho estaciones meteorológicas por cada 100 km de línea.
- Sensores de temperatura en conductores con muestreo cada 30 segundos.
- Nodos de procesamiento embebido para cálculo local del rating térmico.

Como se menciona en el diseño:

“Los nodos de campo incorporan capacidades de preprocesamiento para reducir la dependencia de comunicaciones continuas, siguiendo arquitecturas edge computing”.

3.2 Comparativa de rendimiento

Parámetro	Sistema tradicional	DYNELEC
Resolución espacial	Por subestación	Por torre
Tiempo de respuesta	15-30 minutos	< 5 segundos

La integración con los sistemas SCADA existentes fue posible gracias a una capa de abstracción basada en servicios web normalizados:

“La solución demostró compatibilidad con múltiples sistemas SCADA gracias a su capa de abstracción basada en servicios web, facilitando la adopción progresiva”.

RESULTADOS Y ESCALABILIDAD

Entre los principales resultados obtenidos destacan:

- Energía adicional evacuada: hasta 18 GWh/año.
- Reducción de restricciones a renovables: >70 %.
- Toneladas de CO₂ evitadas: 19.800 t/año.
- Expansión del sistema: de 161 km en 2015 a 711 km en 2018.
- Tiempo de operación dinámica: de 523 h/año (2015) a 1.082 h/año (2018).

Estas cifras evidencian que una arquitectura distribuida y abierta es clave para la escalabilidad del sistema. La experiencia acumulada permitió validar que:

“Modelos híbridos (cálculo local + consolidación central) optimizan el balance entre precisión y coste computacional”.

Asimismo, el cumplimiento de estándares como **IEC 61850** e **IEC 61970** garantizó la interoperabilidad con los sistemas existentes, permitiendo una adopción progresiva y sostenible.

CONCLUSIONES

DYNELEC ha demostrado que la operación dinámica de redes de distribución basada en condiciones reales permite maximizar el aprovechamiento de activos sin inversión significativa en nueva infraestructura. La aplicación de tecnologías como Edge Computing, sensórica IoT y analítica en tiempo real, junto con el uso de estándares internacionales, proporciona una vía sólida hacia redes eléctricas más inteligentes, resilientes y sostenibles.

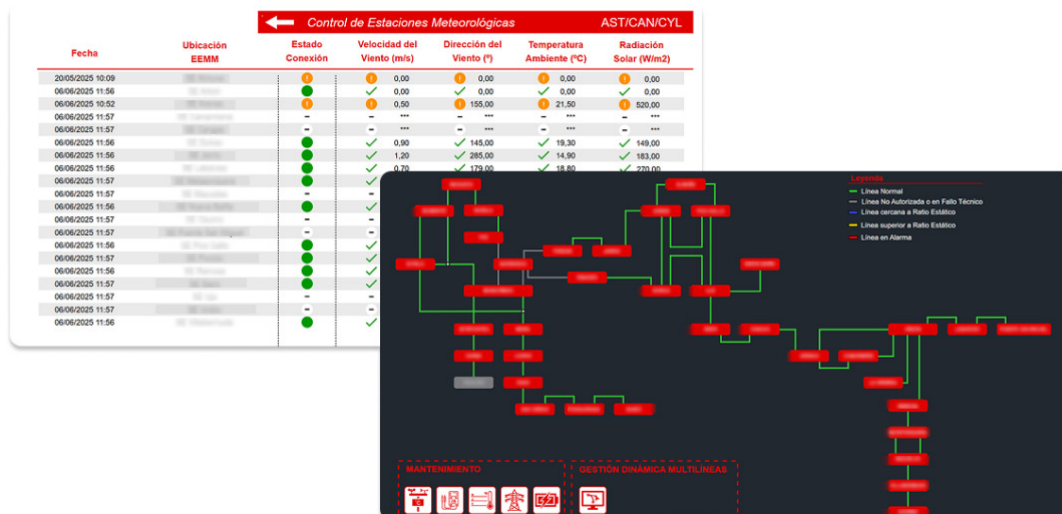


Figura 1. Monitorización en tiempo real del estado térmico de líneas mediante la plataforma IDboxRT.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece la colaboración de los equipos técnicos de **IDboxRT** (CIC Consulting Informático), **Viesgo**, **Arteche** y la **Universidad de Cantabria** por su participación activa en el desarrollo e implantación del proyecto DYNELEC.

REFERENCIAS

- [1] González, A. et al. "Operational aspects of dynamic line rating. Application to a real case of grid integration of wind farms". CIGRÉ Session 2016, Paris.
- [2] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) / Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO). (2015). *Certificación y regulación de sistemas dinámicos en redes eléctricas*.

PROYECTO SAGE: INVESTIGACIÓN EN TECNOLOGÍAS DIGITALES PARA IMPULSAR LA PENETRACIÓN DE RENOVABLES, MEJORANDO LA SUPERVISION Y CONTROL DE LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN

Amaia González Garrido – Investigadora Doctora, Transición Energética, Climática y Urbana, TECNALIA

Juan Florez Zaballa – Investigador Junior, Transición Energética, Climática y Urbana, TECNALIA

Eugenio Perea – Responsable de Equipo I+D, Transición Energética, Climática y Urbana, TECNALIA

Esther Torres Iglesias – Profesor Agregado, Universidad del País Vasco/Euskal Herriko Unibertsitatea (UPV/EHU)

Elvira Fernandez Herrero – Profesor Agregado, Universidad del País Vasco/Euskal Herriko Unibertsitatea (UPV/EHU)

Iker Sobrón – Profesor Adjunto, Universidad del País Vasco/Euskal Herriko Unibertsitatea (UPV/EHU)

Sandra Seijo – Científica de datos senior y coordinación de proyectos, Instituto Iberoamericana de Innovación (I3B)

Pedro de la Peña – Director de Tecnología Emergente de Innovación, Instituto Iberoamericana de Innovación (I3B)

Resumen: Las redes de distribución de baja tensión se enfrentan a importantes desafíos en su planificación y operación debido a la creciente penetración de pequeños recursos energéticos distribuidos. Estas redes, a diferencia de las de media y alta tensión, suelen carecer de inventarios fiables y actualizados, y presentan un nivel muy bajo de monitorización y observabilidad, lo que dificulta su control eficiente. En este contexto surge el proyecto SAGE, impulsado por el consorcio formado por TECNALIA, la Universidad del País Vasco (EHU) y el Instituto I3B, con el objetivo de investigar y desarrollar soluciones digitales avanzadas que mejoren la supervisión, monitorización y capacidad de control de las redes de baja tensión con prosumidores flexibles, aplicando técnicas de optimización, inteligencia artificial y analítica de datos, para resolver congestiones o eventos de tensión en la red. Además, se propone el uso de arquitecturas Cloud-Edge para alojar la inteligencia distribuida y una red de comunicaciones colaborativa que complemente las redes PLC existentes mediante redes privadas B5G/6G-IoT, mejorando así la conectividad y habilitando nuevas capacidades para la operación en la red.

Palabras clave: Arquitecturas Cloud-Edge, Flexibilidad, Flujo de Potencia, Prosumidores, Redes de Baja Tensión.

INTRODUCCION

Las redes de distribución de Baja Tensión (BT) se enfrentan a importantes desafíos en su planificación y operación debido a la creciente penetración de pequeños recursos energéticos distribuidos, como los generadores fotovoltaicos, los vehículos eléctricos y otros consumos flexibles. La mayor incertidumbre y variabilidad de estos nuevos recursos tendrá un impacto cada vez mayor en el coste, la operación, la calidad y la seguridad del suministro eléctrico.

En las próximas décadas, se prevé un crecimiento significativo de estos recursos, lo que ejercerá una presión creciente sobre las redes BT. Esta situación podría dar lugar a la aparición de flujos bidireccionales, un incremento de las sobrecargas en la red, debido a picos en el consumo o generación. Además, podrían generarse desequilibrios de tensión entre fases como consecuencia de cargas y generadores monofásicos desbalanceados, o bien tensiones anómalas fuera de los límites operativos, como por ejemplo sobretensiones en nodos con generación distribuida.

A diferencia de las redes de alta y media tensión, las redes de BT suelen carecer de inventarios fiables y actualizados, lo que limita el conocimiento de los operadores sobre su conectividad y topología. Además, presentan un nivel muy bajo de monitorización y observabilidad, dificultando el control eficiente de la red con gran número de prosumidores. Por ello, resulta imprescindible avanzar en la modernización y digitalización. No se trata únicamente de reforzar la infraestructura de red, sino de hacerla más inteligente, garantizando una operación más segura y eficiente. Para ello, es clave aprovechar la flexibilidad de los activos de red y, especialmente, la de los nuevos recursos distribuidos.

En este contexto surge el proyecto SAGE, impulsado por un consorcio compuesto por el centro de investigación TECNALIA, la Universidad del País Vasco (EHU) y el Instituto I3B. Esta iniciativa se enmarca en la convocatoria ELKARTEK, que apoya proyectos de investigación colaborativa en áreas estratégicas, dirigida a los agentes de la RVCTI. El proyecto SAGE tiene como objetivo el desarrollo de algoritmos avanzados y soluciones digitales que superen las capacidades de los métodos tradicionales de supervisión y control de la red de baja tensión, aplicando técnicas de optimización, inteligencia artificial y analítica de datos con un enfoque innovador basado en el aprovechamiento del conocimiento de los datos de medida disponibles en la red (provenientes de contadores eléctricos inteligentes y equipos de supervisión de baja tensión) para abordar posibles incidencias en la operación de la red en “casi” tiempo real. El propósito final es evitar o, al menos, retrasar la necesidad de refuerzos en la infraestructura de red.

OBJETIVOS DEL PROYECTO DE INVESTIGACION

El proyecto SAGE pretende investigar y adquirir conocimiento en tecnologías digitales, hacia soluciones que mejoren la monitorización, supervisión y capacidad de control de la red de baja tensión. El objetivo es desarrollar soluciones innovadoras que permitan, por un lado, conocer el estado de la red de baja tensión incluso en escenarios con incertidumbre sobre la conectividad, la topología y la disponibilidad de medidas en tiempo real; y por otro, controlar ciertos elementos de red y prosumidores, aportando flexibilidad a la red eléctrica. Se plantean los siguientes objetivos:

- O1: Modelado avanzado de redes eléctricas de baja tensión con información topológica y alta conectividad.
- O2: Investigación en tecnologías alternativas para la supervisión de la red eléctrica de baja tensión, a través de técnicas de inteligencia artificial, superando las limitaciones de conectividad y la falta de datos topológicos.
- O3: Investigación de métodos no supervisados para segmentación de la red en regiones críticas, mediante parámetros y coeficientes de sensibilidad vinculados a los niveles de tensión o estimación de congestiones.
- O4: Investigación en algoritmos de Flujo Óptimo de Potencia (OPF) en escenarios de desconocimiento de red, considerando las incertidumbres de la demanda y generación y fiabilidad de la respuesta del prosumidor.
- O6: Investigación socioeconómica de la voluntad de participación del prosumidor en servicios a la red.
- O5: Investigación en arquitecturas colaborativas sobre redes de comunicación híbridas B5G/6G-IoT.
- O7: Exploración de jerarquías de control en la red de BT en despliegues Cloud-Edge.

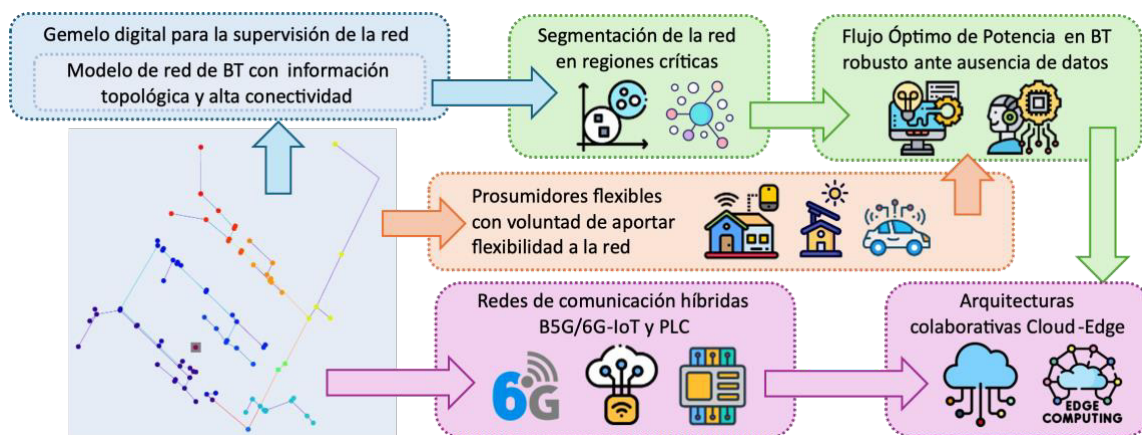


Figura 1. Ámbitos de actuación del proyecto SAGE para la supervisión y control de las redes de baja tensión.

POTENCIAL DE APLICACIÓN E IMPACTO EN EL SECTOR ELÉCTRICO

La Transición Energética se sustenta en la electrificación de la demanda y en la integración de fuentes renovables en la red. Para alcanzar el objetivo del 50 % de generación renovable en Europa para 2030, será necesario invertir en la modernización de la red eléctrica. En el ámbito nacional, el PNIEC estima una inversión total de 241 mil millones de euros para el periodo 2021–2030, de los cuales un 24 % se destinará a redes y electrificación.

Sin embargo, la inversión en redes de distribución deberá aumentar en un 60% en esta década, ya que, en Europa, el 70% de la nueva capacidad renovable estará conectada a redes de distribución (Eurelectric, 2021), estando España entre los cinco países de Europa con mayor crecimiento en despliegue de renovables y vehículo eléctrico.

En este contexto, el proyecto SAGE busca desarrollar nuevas capacidades tecnológicas para la operación avanzada de redes de baja tensión, tradicionalmente pasivas y con un nivel muy limitado de monitorización y control. Gracias a la disponibilidad de datos procedentes de contadores inteligentes y al uso de tecnologías digitales de control y comunicación, el proyecto SAGE permitirá implementar soluciones innovadoras que transformen la supervisión y operación de la red, mejorando la eficiencia, la calidad del suministro y la capacidad de respuesta ante incidencias.

Según (Innobasque, 2024), la digitalización de las redes eléctricas podría reducir hasta un 21 % los costes operativos mediante sistemas de monitorización que agilizan la detección y reparación de fallos. Este nuevo conocimiento será de gran valor para operadores de red, desarrolladores de soluciones digitales, fabricantes de equipos eléctricos y el sector TIC, sentando las bases para una operación más segura, eficiente y automatizada de las redes de baja tensión.

MOTIVACIÓN Y ALCANCE DEL PROYECTO SAGE

Limitaciones y retos de la red de baja tensión

Modelado avanzado de las redes de baja tensión en ausencia de datos

El creciente uso de tecnologías como vehículos eléctricos, generación distribuida y almacenamiento está transformando las redes de baja tensión. Esto exige modelos más detallados y precisos para poder simular, operar y planificar adecuadamente estas redes, así como validar la utilidad y precisión de las nuevas soluciones tecnológicas.

Muchos de los modelos de red actualmente disponibles corresponden a redes sintéticas, de niveles de tensión más elevados, de tamaño reducido y/o que representan el sistema de distribución norteamericano, como las *IEEE test systems*. Estos modelos no son adecuados para representar la nueva realidad de la red de BT, presentando limitaciones como un número escaso de buses, la ausencia de modelado por fases, la falta de dispositivos de control o la carencia de datos de operación. En los últimos años, se está avanzando en el descubrimiento de la topología y conectividad, con el objetivo de obtener modelos lo más realistas posible, tanto en entornos rurales como urbanos (Taye, 2024). Mediante técnicas de optimización y procesos de calibración posterior, es posible ajustar los parámetros del modelo para alinearlos con mediciones reales e información GIS, corregir desviaciones y obtener un modelo de red más fiable.

Por otro lado, estos modelos de BT deben complementarse no solo con datos históricos de consumo y generación, sino también con perfiles futuros de nuevos recursos energéticos, otros elementos controlables y nuevas topologías. Los datos en repositorios libres suelen limitarse a perfiles horarios de demanda, mientras que la información sobre vehículo eléctrico o equipos de climatización es más escasa. Disponer de escenarios caracterizados de agregación de prosumidores permitiría analizar con mayor precisión el comportamiento de la red ante configuraciones futuras.

Mejora en la supervisión y segmentación de las redes de baja tensión

La supervisión de redes de BT es clave ante la creciente penetración de recursos energéticos distribuidos. Sin embargo, sigue limitada por la falta de digitalización, datos topológicos incompletos y escasas medidas en tiempo real, como se ha indicado previamente. Tradicionalmente, se han empleado métodos deterministas y numéricos, como Newton-Raphson, que, si bien son efectivos, presentan un alto coste computacional y dificultades de convergencia en redes no lineales y complejas. Los modelos de aprendizaje automático han cobrado relevancia en la gestión de redes eléctricas, creando gemelos digitales a partir de conjuntos de datos históricos para el entrenamiento (González-Garrido, 2024). Estos algoritmos serán capaces de operar con información incierta o ruidosa y desconocimiento del modelo de red.

De forma complementaria, en la literatura se han propuesto diversos métodos de segmentación de red basados en criterios como la localización geográfica o coeficientes de sensibilidad de potencia y tensión, los cuales requieren un conocimiento del modelo de red. Sin embargo, es necesario analizar más a fondo estos criterios y sus interrelaciones. Una segmentación de red efectiva permitiría abordar los problemas de red de forma localizada, identificando regiones críticas y facilitando el control local para identificar eventos de tensión y congestiones. Además, la literatura no ha explorado el potencial de la segmentación con el fin de mejorar la precisión en la predicción agregada de consumos.

Técnicas de optimización con múltiples objetivos para el control de las redes de baja tensión

A diferencia de las redes de media y alta tensión, que sí se monitorizan y controlan activamente, las redes de BT han sido tradicionalmente pasivas, careciendo de capacidades de monitorización y control avanzadas, y con gran desconocimiento sobre su topología y conectividad. Los métodos clásicos de OPF, basados en ecuaciones no lineales y no convexas, presentan problemas de escalabilidad y tienden a ofrecer soluciones subóptimas en redes BT extensas. Para superar estas limitaciones, se han aplicado técnicas como DC-OPF, DistFlow y relajaciones convexas, que mejoran la eficiencia computacional, aunque siguen siendo insuficientes ante la creciente complejidad en las redes de BT.

Los métodos metaheurísticos ofrecen una alternativa prometedora (Papadimitrakakis, 2021) por su capacidad de explorar grandes espacios de búsqueda y encontrar soluciones en tiempos razonables. Además, otras técnicas de inteligencia artificial pueden ayudar a solventar la ausencia de datos o generar modelos de control entrenados. Sin embargo, su aplicación en BT es aún limitada y rara vez incorporan los modelos de despacho económico de los recursos distribuidos, sus costes de activación e incertidumbres de la demanda y generación, la coordinación entre múltiples agentes o el uso de aprendizaje automático o analítica de datos para grandes volúmenes de datos. Es más, en muchos casos las soluciones tecnológicas para BT se han validado únicamente en modelos sintéticos o redes estándar IEEE.

Impacto de las incertidumbres en el comportamiento de los prosumidores

El comportamiento de los prosumidores introduce una fuente adicional de incertidumbre en la operación de las redes de baja tensión. La generación fotovoltaica, la carga de vehículos eléctricos y el uso de sistemas de almacenamiento presentan una alta variabilidad, difícil de predecir, que provoca fluctuaciones en la demanda y generación a muy corta escala temporal. A esta complejidad se suma la falta de certeza sobre la voluntad real de los prosumidores a participar en servicios de soporte a la red, ya sea mediante la gestión de la flexibilidad de sus recursos, la inyección de excedentes o la participación en mercados locales emergentes. Esta decisión no depende únicamente de incentivos económicos, sino también de factores sociales, financieros, educativos, técnicos, regulatorios y geográficos, entre otros. Existen métodos probabilísticos para modelar la demanda bajo incertidumbre (Giasemidis, 2018). En muchos casos, los prosumidores priorizan criterios de confort o económicos, lo que genera desviaciones entre la respuesta esperada y la real. Por ende, esta variabilidad afecta directamente la capacidad de los algoritmos de predicción y optimización.

Arquitecturas colaborativas Cloud-Edge y tecnologías de comunicación 6G-IoT

El acceso de los usuarios a la lectura de datos de los *smart meters* está ganando popularidad, y aplicaciones como el balance de cargas en redes con recursos energéticos distribuidos dependen cada vez más de estos datos, lo que impone restricciones estrictas en términos de latencia. Sin embargo, las infraestructuras de medición avanzada (AMI) actuales, basadas en tecnologías por línea eléctrica (PLC), no cumplen con los nuevos requisitos de *bitrate* y latencia.

La gestión de las comunicaciones en redes de baja tensión no está optimizada y sigue siendo mayoritariamente centralizada y poco dinámica, sin estar adaptada a las crecientes demandas de datos. Sin embargo, las redes 5G/6G permiten una asignación dinámica de recursos y el uso de *network slicing*, contribuyendo a la creación de subredes virtuales adaptadas a diferentes necesidades, lo que las hace altamente adaptables al entorno operativo.

En este contexto, las redes no públicas definidas por (ETSI, 2023) como redes destinadas a un uso exclusivo están atrayendo el interés de las empresas eléctricas para su implementación como redes privadas 5G, B5G o 6G. Estas redes ofrecen cobertura en áreas geográficas específicas y permiten a las empresas eléctricas disponer de una conectividad fiable y rentable. Las compañías que operan en el ámbito de las redes inteligentes están en una posición estratégica para desplegar este tipo de redes, adaptadas a sus necesidades operativas, principalmente en redes tensionadas.

A pesar de su potencial, son escasas las investigaciones científicas que abordan el caso de uso planteado en este proyecto: el empleo de redes privadas B5G/6G-IoT como complemento a las comunicaciones existentes en la red de baja tensión, con el objetivo de proporcionar la capacidad necesaria para nuevos escenarios y usuarios intensivos en datos, como los prosumidores o la creciente penetración de recursos energéticos distribuidos en redes de baja tensión.

Solución tecnológica propuesta por el proyecto SAGE***Modelado avanzado de las redes de baja tensión en ausencia de datos***

En el marco del proyecto SAGE, se propone el desarrollo de un modelo de red de baja tensión detallado y realista que supere las limitaciones de los modelos actualmente existentes. Este nuevo modelo de red incluirá una representación completa y verificable de la topología y conectividad de la red, incorporando además conjuntos de datos que reflejen perfiles de demanda, generación distribuida, almacenamiento, vehículos eléctricos, prosumidores, otros recursos energéticos y nuevos elementos de control de red; preferiblemente, con resolución temporal minutal.

A partir de este modelo de referencia, se generarán conjuntos de datos que representen posibles escenarios futuros de agregación de prosumidores, considerando distintos niveles de penetración de recursos energéticos distribuidos. Además, se desarrollarán escenarios con distintos grados de incertidumbre, tanto en la conectividad y topología como en la calidad del inventario disponible por parte de los operadores de distribución. Esto permitirá la simulación de situaciones con información incompleta, la localización o estado erróneo de ciertos dispositivos o la ausencia de datos de medida. Estos escenarios serán fundamentales para evaluar el impacto que estas limitaciones pueden tener en la planificación, operación y control de las redes de baja tensión. Es decir, se dispondrá de un modelo de validación que permitirá evaluar la eficacia y precisión de las nuevas soluciones digitales bajo distintas condiciones operativas.

Mejora en la supervisión y segmentación de las redes de baja tensión

La solución tecnológica del proyecto SAGE para la supervisión de redes de BT mediante inteligencia artificial se basa en un modelo robusto basado en *Deep Learning*, capaz de estimar el estado de la red (incluyendo flujos de potencia y perfiles de tensión) incluso en entornos con datos incompletos o ruidosos, superando las limitaciones del inventario

(topología, conectividad) y la escasez e incertidumbre en las medidas (contadores, centros de transformación, etc.). Además, mediante técnicas de *Transfer Learning* y *Fine-Tuning*, el modelo fundacional podrá adaptarse gracias al conocimiento ya aprendido a distintas topologías y condiciones operativas en entornos reales.

Para la segmentación no supervisada de la red en regiones críticas, se propone un algoritmo de *clustering* multivariable que analiza simultáneamente históricos de energía de los *smart meters* y registros de eventos de congestiones y tensiones anómalas, entre otros parámetros. Este enfoque identifica agrupaciones de nodos con comportamientos eléctricos similares en zonas específicas, permitiendo definir zonas virtuales representativas que simplificarán el análisis y control de la red. Además, la segmentación de red mejorará la precisión en la predicción agregada de prosumidores, facilitando la detección de zonas críticas propensas a sobrecargas o eventos de tensión.

Técnicas de optimización con múltiples objetivos para el control de las redes de baja tensión

Se propone el desarrollo de un algoritmo de OPF multiobjetivo diseñado para optimizar el control y despacho de los recursos energéticos, con el fin de garantizar una operación segura, eficiente y económicamente optimizada en redes de baja tensión. Este enfoque incorporará técnicas metaheurísticas avanzadas, para alcanzar un equilibrio entre múltiples objetivos técnicos (minimización de pérdidas, estabilidad de tensión, costes operativos, etc.) y los objetivos locales de los recursos energéticos distribuidos (como el confort, eficiencia y coste económico). Adicionalmente, esta arquitectura combinará técnicas metaheurísticas con aprendizaje automático (*Machine Learning*) y *Reinforcement Learning* para gestionar de forma robusta y escalable entornos dinámicos con alta incertidumbre, permitiendo a su vez operar en escenarios con desconocimiento de la topología de red, conectividad limitada y ausencia de datos. Estas técnicas basadas en datos permiten modelar incertidumbres probabilísticas y anticipar patrones en la demanda y generación de energía, así como incorporar la dimensión temporal en la gestión de activos y toma de decisiones mediante la caracterización de entornos dinámicos, agentes inteligentes y acciones que se adapten a los cambios.

Impacto de las incertidumbres en el comportamiento de los prosumidores

El proyecto SAGE propone, por un lado, una metodología para caracterizar la disposición de los prosumidores a ofrecer servicios de flexibilidad a la red, más allá de maximizar el autoconsumo o cargar el vehículo eléctrico en horas valle. Mediante algoritmos multi-criterio y métodos estadísticos, se identificarán y modelarán factores clave (económicos, sociales, demográficos, regulatorios y geográficos) que permitan caracterizar y modelar la voluntad del prosumidor y el comportamiento real ante diferentes escenarios y niveles de participación. Este modelo será capaz de predecir y comprender mejor el comportamiento y las decisiones de los prosumidores, que influirá en los algoritmos de control.

Por otro lado, se abordará la incertidumbre en la respuesta dada por los prosumidores ante consignas técnicas. Aunque existan incentivos, muchos priorizan criterios de confort o rentabilidad, lo que genera desviaciones entre la respuesta esperada y la real. Esta variabilidad afecta directamente a la capacidad de los algoritmos de predicción y optimización para anticipar congestiones, equilibrar fases y mantener la calidad de tensión en la red.

Arquitecturas colaborativas Cloud-Edge y tecnologías de comunicación 6G-IoT

Se propone el uso de arquitecturas colaborativas mixtas que complementen las redes PLC ya desplegadas con redes privadas 5G/6G-IoT. Estas arquitecturas integrarán técnicas de asignación dinámica de recursos, aprendizaje automático y *edge computing* para optimizar la gestión de las comunicaciones en redes eléctricas de baja tensión. En este contexto, se evaluarán distintas configuraciones de arquitecturas *Cloud-Edge* para determinar la ubicación óptima de la algoritmia de control y supervisión, considerando criterios como latencia, escalabilidad y eficiencia energética. En particular, se aplicarán modelos descentralizados de redes neuronales profundas que permitan gestionar el balanceo de tareas de procesamiento y comunicación, adaptándose dinámicamente a los recursos disponibles tanto en redes cableadas como inalámbricas. La infraestructura de comunicación estará compuesta por nodos terminales (como los medidores inteligentes con capacidades de *submetering*), conmutadores, concentradores de datos y pasarelas (*gateways*). Algunos medidores podrán actuar como conmutadores y actuadores, proporcionando además conectividad a otros dispositivos sin acceso directo al concentrador de datos. Las pasarelas integrarán tecnologías de conexión (por ejemplo, *Broadband Power Line* (BPL) y 5G), permitiendo la interoperabilidad entre redes heterogéneas.

Adicionalmente, se desarrollará una plataforma de simulación para evaluar el rendimiento de estas arquitecturas colaborativas de comunicación entre los elementos de la red eléctrica, sobre redes y subredes no públicas 5G/6G inalámbricas, complementando las redes PLC existentes desplegadas. La evaluación incluirá métricas a nivel de enlace, de calidad de servicio y calidad de la señal (QoS), permitiendo validar su capacidad para soportar nuevos escenarios y usuarios intensivos en datos, como los prosumidores o la creciente penetración de recursos energéticos distribuidos.

RESULTADOS ESPERADOS

Con la consecución de los objetivos planteados y como resultado de la investigación desarrollada, el proyecto SAGE generará resultados directamente alineados con sus objetivos específicos:

- R1: Algoritmo de **flujo de potencia novedoso empleando técnicas de inteligencia artificial**, con el objetivo de crear el gemelo digital de la red de distribución robusto, agnóstico del modelo de red.
- R2: Algoritmo de **segmentación de la red eléctrica de distribución de baja tensión** mediante diversos criterios y coeficientes de sensibilidad, poniendo el foco en la identificación de nodos críticos.
- R3: Algoritmo de **optimización de flujo de potencia de la red de baja tensión**, incorporando técnicas de resolución metaheurísticas y de inteligencia artificial para la resolución de problemas multiobjetivo, con gran incertidumbre en la predicción *nowcasting* y en la fiabilidad de la respuesta del prosumidor.
- R4: **Algoritmo de optimización del uso de recursos de comunicaciones B5G/6G-IoT**, con técnicas distribuidas de aprendizaje automático, para lograr una mayor conectividad con mayor velocidad y menor latencia.
- R5: **Plataforma de simulación para evaluar el rendimiento de las arquitecturas colaborativas** de comunicación entre los elementos de la red eléctrica, sobre redes y subredes no públicas 5G/6G inalámbricas combinadas con alternativas cableadas como PLC, incorporando métricas a nivel de enlace y de QoS global.
- R6: **Algoritmos de optimización del prosumidor que incorporan la voluntad de apoyo** a la red de baja tensión.
- R7: Exploración de las jerarquías de control para el **despliegue de la inteligencia de control en el Cloud-Edge**.
- R8: **Prueba de Concepto en entornos ciber-físicos** para la validación en los modelos de red definidos de los algoritmos, modelos y componentes software investigados y su validación en entorno laboratorio.

CONCLUSIONES

El proyecto SAGE busca desarrollar nuevas capacidades tecnológicas para la digitalización y operación avanzada de redes de baja tensión. Mediante el uso de modelos de inteligencia artificial, técnicas de optimización multiobjetivo y arquitecturas de comunicación avanzadas, se aborda de forma integral la supervisión, segmentación y control de redes con alta penetración de recursos energéticos distribuidos y prosumidores. La incorporación del comportamiento de los prosumidores y la gestión de la incertidumbre asociada permite adaptar los algoritmos de control a escenarios futuros más realistas. Además, el uso de redes privadas B5G/6G-IoT que complementan las redes PLC, junto con arquitecturas colaborativas Cloud-Edge, permitirá desplegar la algoritmia de forma distribuida y eficiente, mejorando la conectividad y escalabilidad de estas soluciones, contribuyendo hacia una operación más flexible de las redes de BT.

AGRADECIMIENTOS

Los trabajos descritos se enmarcan en el proyecto SAGE – “Investigación en Tecnologías Digitales para Impulsar la Penetración de Renovables, Mejorando la Supervisión y Control de la Red Eléctrica de Baja Tensión”, subvencionado por el Gobierno Vasco (Programa de apoyo a la investigación colaborativa ELKARTEK), Expediente KK-2025/00093.

REFERENCIAS

- [1] Eurelectric, (2021). *Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition*.
- [2] European Telecommunications Standards Institute, ETSI, (2023). *5G: Service requirements for next generation new services and markets (3GPP TS 22.261 version 18.13.0 Release 18)*.
- [3] Giasemidis, G., & Haben, S. (2018). Modelling the demand and uncertainty of low voltage networks and the effect of non-domestic consumers. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 16, 341–350.
- [4] González-Garrido, A., et al. (2024). Neural network power flow approach to detect overload and voltage anomalies in low-voltage unbalanced networks, agnostic of network topology. En *Proceedings of the International Conference on the European Energy Market (EEM24)*.
- [5] Innobasque, (2024). *Informe Innobasque de Prospectiva 2024 – Tendencias Innovación*.
- [6] Papadimitrakis, M., et al. (2021). Metaheuristic search in smart grid: A review with emphasis on planning, scheduling and power flow optimization applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 145, 111072.
- [7] Taye, T., et al. (2024). A set of non-synthetic test systems of European LV rural, LV urban and hybrid MV/LV industrial distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 158, 109941.

05

Equipos Avanzados de Control

Medida (2ª generación de contadores inteligentes), Operación, Protección, Centro de Transformación inteligente, Calidad del Suministro y Gestión de Activos en las Redes Eléctricas de Transporte y de Distribución.



IV EDICIÓN CONGRESO DE
REDES INTELIGENTES

DIMENSIONAMIENTO DE CONVERTIDORES MULTIPUERTO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Paula Muñoz-Peña, Estudiante de doctorado, CITCEA-UPC

Natalia Fano, Gerente de Proyectos de Innovación, Estabanell

Jordi Granés-Puig, Gerente de Proyectos de Innovación, Estabanell

Ramon Gallart-Fernández, Director de Innovación, Estabanell

Marc Cheah-Mane, Profesor, CITCEA-UPC

Eduardo Prieto-Araujo, Profesor, CITCEA-UPC

Oriol Gomis-Bellmunt, Profesor, CITCEA-UPC

Resumen: Los convertidores multipuerto (MPC) se presentan como una solución general de electrónica de potencia que puede contribuir a mejorar el funcionamiento de las redes de distribución, facilitando la integración de generación renovable distribuida, a la vez que mejora la interconexión de múltiples redes eléctricas y equipos. Este documento presenta una metodología basada en la optimización para dimensionar convertidores de potencia multipuerto, junto con un análisis técnico-económico. La optimización incluye restricciones de flujo de potencia en CA y considera días específicos para reducir los requisitos computacionales. Esta metodología se evalúa en un caso real de baja tensión y en un caso práctico de media tensión para identificar los mejores escenarios donde los convertidores multipuerto pueden considerarse una posible solución. Los resultados muestran que el convertidor multipuerto permite integrar eficientemente la energía fotovoltaica y los vehículos eléctricos en la red, así como proporcionar soporte a las redes de distribución reduciendo la caída de tensión o el desequilibrio de tensiones entre dos buses.

Palabras clave: Convertidores multipuerto, Redes de distribución, Integración de generación renovable.

INTRODUCCIÓN

La transición energética está transformando el diseño y la operación convencionales de la red de distribución, donde los convertidores de potencia se están convirtiendo en un elemento dominante en los sistemas eléctricos modernos. En este contexto, el convertidor multipuerto (MPC) se presenta como una mejora del concepto de *Soft Open Point* (SOP), combinado con varios terminales y funcionalidades (Deakin et. al, 2023). El MPC puede integrar múltiples puertos con salidas de CA y CC, que podrían utilizarse para introducir almacenamiento, cargas de CC o alimentadores de CA, y considera diferentes niveles de tensión o frecuencia.

Se espera que el MPC proporcione control de potencia activa y reactiva para reducir sobrecargas y regular tensiones (Ji et. al, 2017), y soporte de frecuencia mediante el almacenamiento en baterías. Además, la introducción de convertidores multipuerto mejora la flexibilidad y la controlabilidad, así como la resiliencia, al permitir el funcionamiento en isla y la capacidad de reposición de la red (*black-start*). Por lo tanto, el MPC puede proporcionar diversos servicios para mejorar la operación del sistema, como la reducción de pérdidas, la integración de la energía fotovoltaica (FV) y los vehículos eléctricos (VE), la mejora de los niveles de tensión y la interconexión de redes.

El MPC implementa una solución integrada que combina las ventajas del almacenamiento de energía y otros equipos de soporte de la red. Por lo tanto, permite reducir el número total de electrónica de potencia (Younis et. al, 2021). La inversión adicional necesaria para instalar convertidores multipuerto debe compensarse con los ingresos provenientes de los servicios prestados y la generación adicional, que se ve limitada debido a las limitaciones de operación de la red (Muñoz-Peña et. al, 2024). En este sentido, el diseño óptimo del MPC es importante para evitar el sobredimensionamiento y obtener menores costes.

Este artículo propone una metodología basada en optimización que encuentra la potencia nominal del MPC y analiza el funcionamiento del sistema. Esto se aplica para analizar casos de uso reales de baja tensión (BT) y media tensión (MT) donde el MPC se utilizaría para interconectar dos redes y mejorar su rendimiento, y para integrar FV y VE.

METODOLOGÍA

Esta sección presenta una metodología para dimensionar convertidores multipuerto en redes de distribución (Figura 1). La potencia nominal de los terminales del MPC se determina mediante una optimización que considera los perfiles horarios de carga y generación, así como las restricciones de la red. La optimización puede incluir diferentes elementos: la red, las cargas, los generadores y el convertidor multipuerto. Se consideran varios días representativos, ya que la optimización anual tiene altos requisitos computacionales. Para cada día, la optimización propuesta considera un submodelo independiente con todos los componentes del sistema. Las variables de dimensionamiento deben ser comunes a todos los días, y los indicadores energéticos que representan el año completo deben ser la suma ponderada de los días representativos. Como resultado, se obtiene el funcionamiento óptimo del sistema, así como diversos indicadores económicos y técnicos para evaluar las ventajas de instalar un convertidor multipuerto.

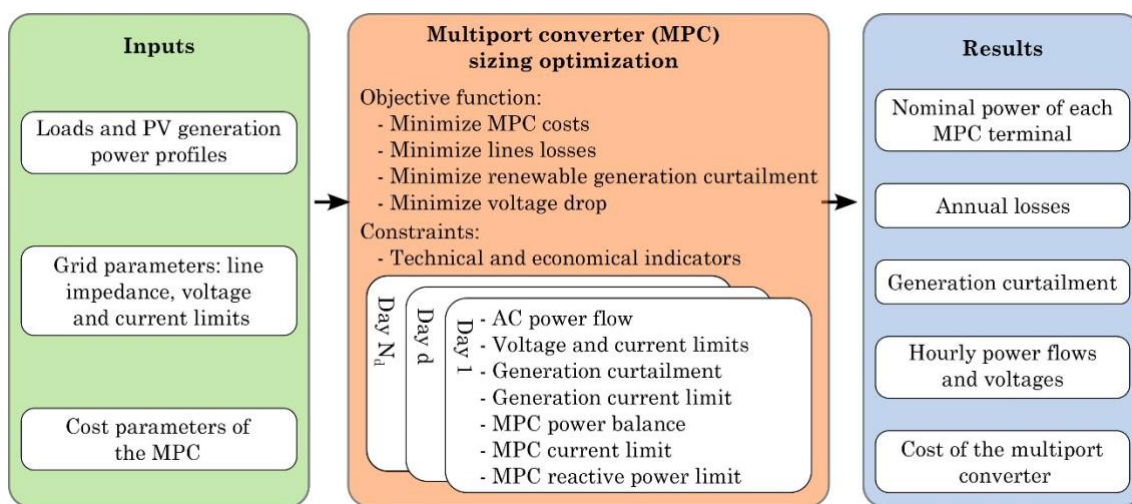


Figura 1. Diagrama de flujo de la metodología de dimensionamiento de convertidores multipuerto

Las variables de red incluyen la potencia activa y reactiva inyectada, la fase y magnitud de la tensión, y la corriente de línea. Estas variables se definen para cada nodo eléctrico y para cada hora de los días representativos considerados. La red principal se considera el bus de referencia. Las restricciones de la red se relacionan con los límites de magnitud de la tensión, que se suponen en $\pm 10\%$ del valor nominal, las ecuaciones de flujo de potencia en CA para garantizar el equilibrio de la potencia activa y reactiva, y los límites de la corriente de línea.

Las variables fotovoltaicas incluyen la potencia activa y reactiva generada. La potencia activa se limita en base a la potencia máxima disponible fotovoltaica. Además, al estar conectados a la red a través de convertidores en fuente de tensión (*Voltage Source Converters*, VSC), les permite intercambiar energía reactiva.

Las variables del MPC se relacionan tanto con el funcionamiento como con el dimensionamiento del convertidor. Las variables operación incluyen las potencias activa y reactiva intercambiadas por el terminal del convertidor multipuerto, definidas para cada terminal y cada hora de los días representativos considerados. Por otro lado, la variable de dimensionamiento es la potencia nominal de cada terminal del convertidor multipuerto ($S_{n,MPC-k}$), que se expresa como la potencia aparente máxima considerando todas las potencias horarias intercambiadas por el terminal del convertidor. Las restricciones del MPC están relacionadas con:

- Equilibrio de potencia activa dentro del convertidor multipuerto.
- Límites de corriente del MPC.
- Límites de potencia reactiva. Se ha limitado la potencia reactiva intercambiada por el MPC según la norma IEEE 1547, que define una capacidad mínima de $\pm 44\%$ para el almacenamiento de energía distribuida, lo que corresponde a un factor de potencia de 0,915.
- Coste del convertidor multipuerto, suponiendo un coste de cada terminal de 150 €/kVA, expresado como:

$$C_{MPC} = \sum_k 150 \cdot S_{n,MPC-k}$$

El objetivo de la optimización es dimensionar el convertidor multipuerto y, al mismo tiempo, mejorar el funcionamiento de la red. De este modo, se pretende minimizar el coste del MPC al mismo tiempo que se optimiza la operación de la red, que se puede definir con los siguientes indicadores:

- Minimizar el recorte (*curtailment*) de fotovoltaica o, equivalentemente, maximizar la generación fotovoltaica anual (E_{ren}).
- Minimizar las pérdidas anuales de línea (E_{loss}).
- Minimizar la caída de tensión (ΔV), que se expresa como:

$$\Delta V = 365 \cdot \sum_d w_d \cdot \sum_{t=0}^{23} \sum_t |1 - v_{i,t,d}|$$

donde $v_{i,t,d}$ es la magnitud de la tensión del bus i a la hora t del día representativo d expresada en p.u. y w_d es el peso del día representativo d en el año.

- Minimizar la diferencia de tensión entre dos buses (V_{i-j}), que se expresa como:

$$V_{i-j} = 365 \cdot \sum_d w_d \cdot \sum_{t=0}^{23} \sum_t |v_{i,t,d} - v_{j,t,d}|$$

Así, la función objetivo se ajusta a cada caso de estudio.

EVALUACIÓN DEL CONVERTIDOR MULTIPUERTO

Esta sección presenta dos aplicaciones, que Estabanell considera interesantes, en las que el MPC puede lograr una mejor gestión energética: para interconectar dos o más redes de baja tensión e integrar energía renovable distribuida, y para interconectar dos buses de una red de media tensión con desequilibrios de carga. Posteriormente, se analiza los resultados obtenidos al aplicar la optimización del dimensionamiento del convertidor multipuerto para cada caso.

Aplicación en redes de baja tensión

Esta sección presenta un caso donde el MPC se utiliza en la interconexión de dos líneas de BT que operan a 400 V y 230 V (Figura 2). Además, la red tiene potencial para instalar hasta 100 kW de generación solar y una estación de carga para vehículos eléctricos con una potencia máxima de aproximadamente 9 kW. Estos dos aparatos se conectarían a un terminal de CC del MPC.

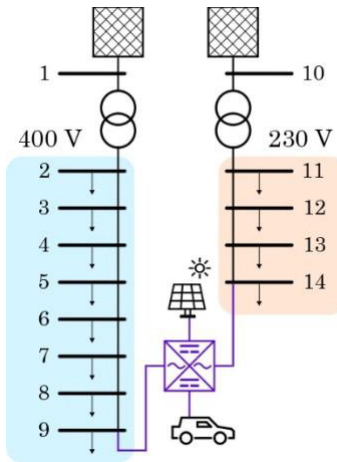


Figura 2. Topología de las redes de baja tensión con el MPC.

En este caso de uso, la función objetivo utilizada se expresa como:

$$[\min] C_{MPC} + (E_{ren} \cdot C_{en} + E_{loss} + \Delta V) \cdot t_{life}$$

donde la inversión y los términos anuales se ponderan considerando una vida útil del MPC (t_{life}) de 20 años, y C_{en} sería el precio medio de la energía, supuesto de 50 €/MWh.

Resultados y discusión

Esta sección analiza los resultados del caso de uso de BT. Además, se comparan varios escenarios de instalación de MPC. El escenario inicial solo considera las redes de 400 V y 230 V, sin interconexión. En este caso de uso, las tensiones oscilan entre 0,99 y 1 pu en ambas redes. Y, como era de esperar debido a las cargas, el primer bus de ambas redes presenta una caída de tensión significativa, mientras que los demás buses presentan caídas de tensión bajas.

A continuación, se introduce un MPC de dos terminales que conecta el bus 8 al puerto 1 y el bus 13 al puerto 2. En este escenario, el MPC funciona de forma similar a un SOP. En este caso, sin FV, se dispondría únicamente de un pequeño MPC de dos terminales de unos 2,3 kVA que aporte potencia reactiva y transfiera potencia activa de la red de 230 V a la de 400 V. Pero, en este caso, conectar ambas redes no supone grandes mejoras respecto al escenario inicial.

Finalmente, se introducen un generador fotovoltaico de 100 kW y el vehículo eléctrico. En este escenario, se considera un MPC de cuatro terminales, donde el puerto 3 está conectado a FV y el puerto 4 a VE. Debido a la incorporación de la FV, la red de 400 V exporta potencia activa, aunque la red de 230 V la importa simultáneamente. La generación fotovoltaica se inyecta a ambas redes a través del MPC, por lo que los niveles de corriente y tensión aumentan significativamente en los buses cercanos al MPC, especialmente en la red de 400 V. El MPC integra eficientemente la generación fotovoltaica, como se muestra en la Figura 3, inyectando el doble de potencia a la red de 400 V que a la de 230 V, con el objetivo de minimizar las pérdidas. El VE también se integra eficazmente en el MPC, aunque representa solo una pequeña carga, y la mayor parte del tiempo es alimentado por la fotovoltaica. En este escenario, el MPC también desempeña un papel importante en la gestión de la potencia reactiva, ya que proporciona alrededor de 1,5 kVAR a la red de 230 V y puede proporcionar o absorber hasta 6 kVAR a la red de 400 V. El resultado es un MPC de aproximadamente 136 kVA (Tabla I), sumando la potencia nominal de cada terminal. Se puede concluir que la potencia nominal del terminal del MPC conectado al VE corresponde a la carga pico, y la potencia nominal de los demás terminales del MPC está directamente relacionada con la cantidad de energía fotovoltaica conectada al MPC. De hecho, se observa un *curtailment* de la FV (alrededor del 3 %) para ofrecer la solución de MPC con mejor relación coste-eficacia, lo que permite reducir la potencia nominal del terminal del MPC conectado a la FV en aproximadamente un 20 %. En cuanto a los indicadores, la introducción de la energía fotovoltaica aumenta las pérdidas un 34 % debido a la capacidad de exportación del sistema. Por otro lado, la combinación de la FV y el MPC reduce la caída de tensión del sistema en un 10 % en promedio.

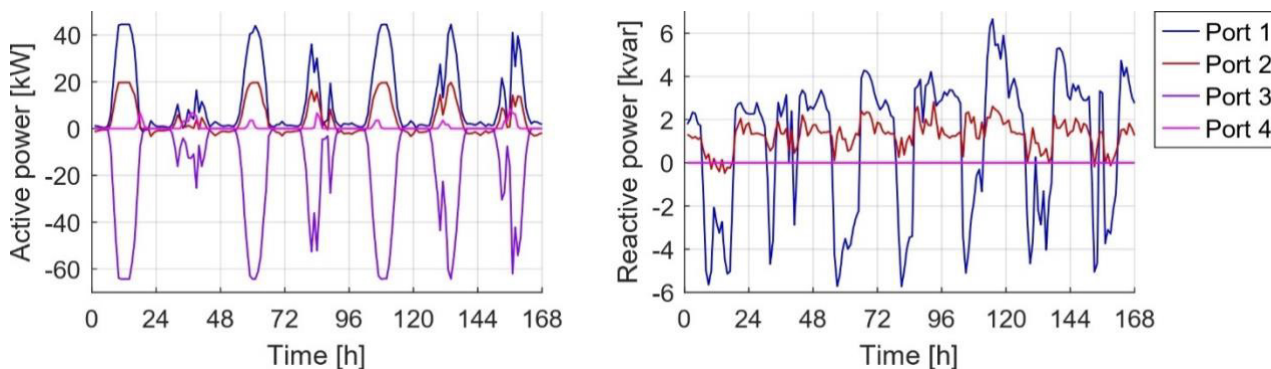


Figura 3. Potencia activa y reactiva de los terminales del MPC para el caso de uso de BT en el escenario MPC de cuatro terminales, donde se han presentado consecutivamente los siete días representativos.

Puerto 1 – CA	Puerto 2 – CA	Puerto 3 – CC	Puerto 4 – CC
Red de 400 V	Red de 230 V	Fotovoltaica	Vehículo eléctrico
44 kVA	20 kVA	65 kW	9 kW

Tabla I. Diseño del MPC para el caso de BT.

Aplicación en redes de media tensión

Esta sección presenta un caso donde el objetivo es equilibrar la carga o minimizar la diferencia de tensión entre dos buses de una red de media tensión mediante la interconexión con un MPC de dos terminales. Esta red, representada en la Figura 4, puede considerarse para analizar el impacto que diferentes objetivos pueden tener en el dimensionamiento del MPC de dos terminales. Para ello, se consideran varias combinaciones de cargas L1 y L2, suponiendo que éstas se mantienen constantes en todas las horas del año. Además, la necesidad de incorporar un MPC a la red se medirá en función de la diferencia de tensión entre las barras 2 y 3 cuando no hay interconexión (configuración inicial).

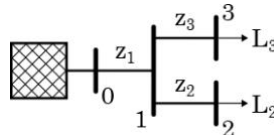


Figura 4. Topología de la red de media tensión.

En este caso, la función objetivo se define como:

$$[\min] C_{MPC} + F \cdot k \cdot t_{life}$$

donde F depende del escenario, y k es un peso para ponderar los dos términos de la función objetivo. Y los resultados se muestran en la Figura 5.

Si el objetivo de introducir el MPC será reducir las pérdidas de potencia en las líneas ($F = E_{loss}$), la potencia nominal del MPC tiende a aumentar linealmente con mayores diferencias de tensión entre los buses antes de su interconexión. En cambio, si el objetivo es reducir la caída de tensión de todos los buses ($F = \Delta V$), no existe una relación clara entre la potencia nominal del MPC y las diferencias de tensión entre los buses antes de su interconexión, y el factor de ponderación de los términos de la función objetivo tiene un gran impacto en los resultados.

Finalmente, si el objetivo es reducir la diferencia de tensión entre los buses 2 y 3 ($F = V_{2-3}$), se observa una tendencia lineal entre la diferencia de tensión entre los buses antes de su interconexión y la potencia nominal del MPC, donde una mayor diferencia de tensión inicial implica mayor potencia nominal del MPC. Además, la gestión de la potencia reactiva del MPC cobra mayor importancia con tensiones iniciales más bajas. Si el factor de ponderación k es suficientemente alto, como 140, los buses 2 y 3 tienen la misma tensión cuando el MPC está conectado, pero valores más bajos de k pueden generar tensiones diferentes en los buses 2 y 3.

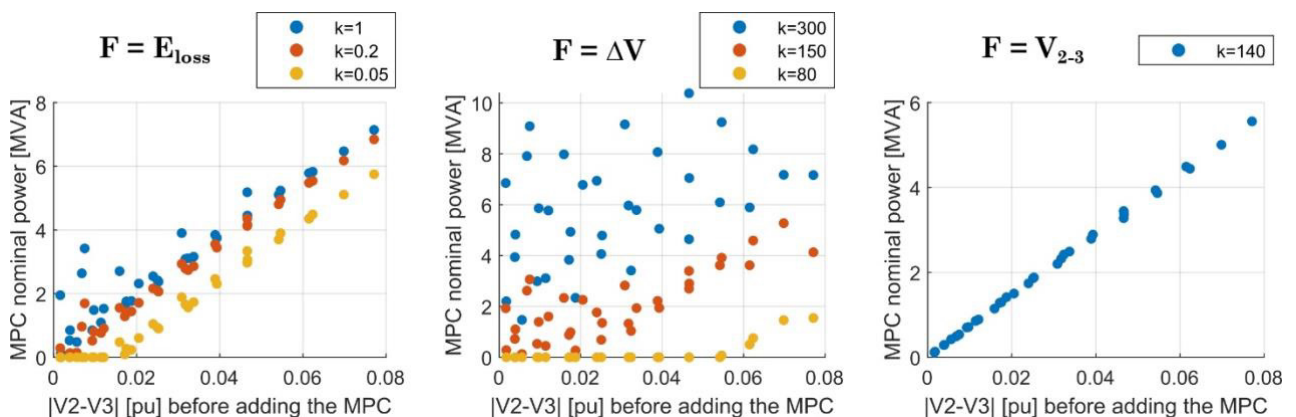


Figura 5. Potencia nominal del MPC respecto a la diferencia de tensión entre los buses antes de su interconexión, para diferentes funciones objetivo, en el caso de MT.

CONCLUSIÓN

Este artículo analiza el convertidor multipuerto como una posible solución para mejorar la gestión energética de redes de distribución. Se ha presentado una metodología basada en la optimización para dimensionar el convertidor multipuerto considerando las restricciones del flujo de potencia en CA y los perfiles de carga y generación. Esta metodología también proporciona indicadores técnicos y económicos para una evaluación completa de la integración del convertidor multipuerto. A continuación, se han presentado dos casos prácticos para validar la metodología, donde se analiza el funcionamiento del sistema y se obtiene la potencia nominal de los terminales del MPC.

En el primer caso de uso, el MPC se utiliza para interconectar dos líneas de BT con diferentes niveles de tensión e integrar PV y EV en la red. Un MPC de dos terminales utilizado solo para la interconexión no ofrece beneficios claros y la potencia nominal del MPC sería muy pequeña en comparación con las cargas de la red. La incorporación de fotovoltaica y vehículo eléctrico al sistema es lo que convierte al MPC en una solución interesante. Este caso concluye que el terminal del MPC conectado al EV está determinado por el pico de carga, mientras que la integración de PV a través del MPC es el principal factor que afecta la operación del sistema y las potencias nominales del MPC. Esto resulta en tener un terminal del MPC conectado a la red de 400 V con el doble de potencia nominal que el terminal conectado a la red de 230 V para evacuar la generación de PV.

Finalmente, se ha analizado un caso de uso de media tensión, donde el MPC se utiliza para interconectar dos líneas con cargas desequilibradas. En este caso, se concluye que la potencia nominal del MPC en los terminales tiende a aumentar linealmente con mayores diferencias de tensión entre los buses antes de su interconexión, cuando se minimizan las pérdidas o la diferencia de tensión.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue financiado por el programa de investigación e innovación Horizonte Europa de la Unión Europea en el marco del proyecto “iPLUG”, con el número de acuerdo de subvención 101069770. El trabajo de Marc Cheah-Mane y Eduardo Prieto-Araujo fue financiado por el Programa Serra Hunter. El trabajo de Oriol Gomis-Bellmunt fue financiado por el programa ICREA Academia. El trabajo de Paula Muñoz-Peña fue financiado por la beca predoctoral AGAUR-FI (número de beca 00687) Joan Oró de la Secretaria d'Universitats i Recerca del Departament de Recerca i Universitats de la Generalitat de Catalunya y del European Social Fund Plus.

REFERENCIAS

- Deakin, M., 2023, Optimal hybrid multiplexed AC-DC-AC power converters, *19th International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2023)*, Glasgow.
- Ji, H., Wang, C., Li, P., Zhao, J., Song, G., Ding, F. & Wu, J., 2017, An enhanced socp-based method for feeder load balancing using the multi-terminal soft open point in active distribution networks, *Applied Energy*.
- Muñoz-Peña, P., Cheah-Mane, M., Prieto-Araujo, E. & Gomis-Bellmunt, O., 2024, Multiport converter design and optimal location in distribution grids. *CIGRE 2024 Vienna Workshop*, Vienna.
- Younis, T., Ibrahim, A.A. & Mattavelli, P., 2021, Comparison between Two-level and Three-level Based Multi-port Converter for Interconnected MVAC Microgrids, *IECON 2021 – 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Toronto.

TESTING TOOL SOFTWARE DEL NUEVO PROTOCOLO STG-DC 4.0

Libertad Moro Peña, analista datos y protocolo de equipos inteligentes en Tecnia

Aurelio Sanchez Paniagua, responsable del Concentrador de Datos en i-DE Redes Eléctricas Inteligentes

Iñigo Larumbe Cabanas, responsable AMI (Advanced Metering Infrastructure) en i-DE Redes Eléctricas Inteligentes

Resumen: La empresa i-DE inició el primer plan de sustitución de contadores telegestión a finales del año 2010. Según la regulación vigente, la vida útil de los contadores conectados en baja tensión es de 15 años (BOE - Orden ICT/155/2020). Por tanto, el plan masivo para la instalación de estos nuevos contadores ha comenzado este mismo año.

i-DE ha conseguido adelantarse un año y así tener lista toda la nueva arquitectura de segunda generación AMI (concentrador de datos y contador telegestión). Esta propuesta incluye la descripción de la herramienta de testeo o "Test Tool", que ha sido desarrollada conjuntamente por Tecnia e i-DE, enmarcada en una iniciativa dentro del Global Smart Grid Innovation Hub (GSG IH).

El corazón de la arquitectura AMI lo constituye el sistema de telegestión (STG) junto con el concentrador de datos. Esta herramienta permitirá que cualquier participante en el proyecto AMI de equipos de segunda generación pueda probar, tanto en sus propias instalaciones como en el laboratorio del GSG IH, el protocolo de datos entre el STG y el concentrador de datos. Además, se incluirá un breve resumen de las nuevas funcionalidades y nuevos datos que van a integrar estos equipos de segunda generación y que vamos a poder extraer, orientados principalmente en la mejora de la calidad de servicio e interacción con los clientes.

Palabras clave: Telegestión, Redes Inteligentes, Contadores, Concentradores de Datos, sistema de telegestión, protocolo comunicaciones PRIME PLC, protocolo de datos DLMS, test-tool, arquitectura AMI.

ARQUITECTURA DE TELEGESTIÓN EN I-DE

La eléctrica i-DE comenzó el despliegue de los equipos de primera generación de telegestión en el año 2010, finalizando dicho despliegue en el año 2018. Este despliegue se denominó proyecto STAR (i-DE, s.f.). Esta obligatoriedad únicamente hacía referencia a los tipos de punto de medida 5, esto es, suministros con una potencia contratada menor o igual a 15 kW. No obstante, i-DE ha desplegado los contadores de telegestión en toda la red de baja tensión (BT) incluyendo los tipos de punto de medida 4 y 3, aprovechando el despliegue de masivo de concentrador de datos en cada uno de los centros de transformación.

Además, para que esta arquitectura funcione, es necesario la instalación de un concentrador de datos interoperable en el centro de transformación. Este equipo hace de maestro de los contadores y es pieza clave para la correcta gestión de lecturas y órdenes tanto de órdenes (operaciones) como de las lecturas. La comunicación con los contadores utiliza los protocolos estándares PRIME PLC y DLMS. Los contadores de telegestión incorporan un chip de comunicaciones PLC PRIME (PowerLine Intelligent Metering Evolution) versión 1.3/1.4. El protocolo de datos utilizado es DLMS (Device Language Message Specification). Ambos protocolos son estándares utilizados en todo el mundo. i-DE ha desplegado soluciones de contadores de 13 fabricantes de contadores diferentes. Resaltar que estos equipos son interoperables entre sí gracias precisamente al uso de protocolos estándares y al set de pruebas realizadas antes de su puesta en explotación.

Por último, el sistema de telegestión (STG) es el responsable de recoger y lanzar todas las lecturas y órdenes hacia el sistema de facturación de la distribuidora.

Arquitectura AMI

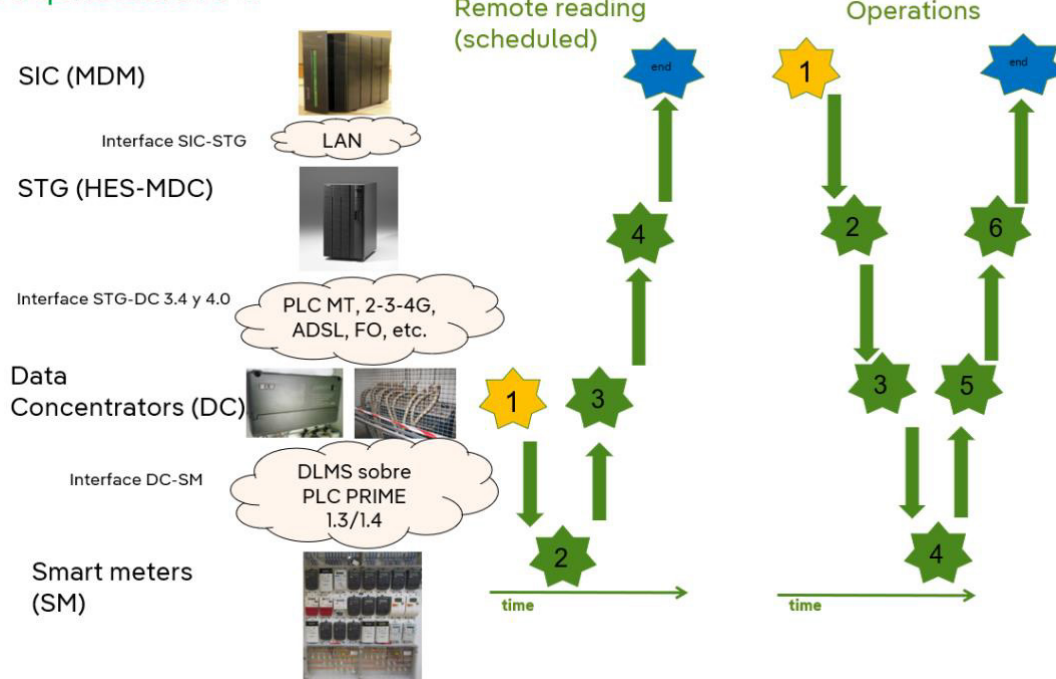


Figura 1: Arquitectura básica equipos telegestión en i-DE

TESTING TOOL PARA PROTOCOLO STG-DC 4.0

En el contexto de la evolución del ecosistema de redes inteligentes, el Global Smart Grid Innovation Hub (GSG IH), impulsado por i-DE, ha liderado una iniciativa innovadora en 2023 orientada al diseño y desarrollo de una herramienta de validación automatizada para el protocolo de comunicación STG-DC 4.0. Esta nueva versión del protocolo no solo mantiene los casos de prueba establecidos en la versión 3.4, sino que introduce un conjunto de pruebas específicas para concentradores y contadores inteligentes, ampliando significativamente la cobertura funcional del sistema de telegestión.

El desarrollo de esta avanzada herramienta de validación ha sido liderado por el centro tecnológico TECNALIA, que ha implementado una solución innovadora, automatizada, modular y escalable durante los años 2023 y 2024. Esta herramienta se basa en el documento técnico STG-DC 4.0_interface_testbook, un marco detallado que define un amplio conjunto de pruebas para garantizar el cumplimiento de los requisitos técnicos más exigentes en el ámbito de la telegestión. Entre las funcionalidades validadas destacan pruebas de ciberseguridad, comunicaciones TCP/IP, servicios web, gestión de parámetros, actualización de firmware, lectura de valores instantáneos y curvas de consumo, entre otras. Gracias a su enfoque automatizado y su arquitectura flexible, TECNALIA ha desarrollado una solución de vanguardia que no solo mejora la eficiencia del proceso de certificación, sino que también establece un nuevo estándar en la validación de dispositivos para redes inteligentes. La herramienta, desarrollada en Python y ejecutable en sistemas Windows, está diseñada para ser utilizada tanto por proveedores de equipos que incorporen el protocolo STG-DC para la depuración de sus equipos previos a la certificación en laboratorios reconocidos, como por laboratorios homologados, con el objetivo de facilitar la certificación de concentradores bajo los estándares de i-DE. Al ser una solución gratuita y de código abierto, permite un acceso universal a los actores del sector, promoviendo la interoperabilidad y la estandarización en el ámbito de las redes inteligentes.

Actualmente, la herramienta está en funcionamiento dentro del laboratorio de Smart Cities del GSGIH, sirviendo como referencia para futuras validaciones y como base para la evolución del protocolo STG-DC hacia versiones aún más avanzadas. Este desarrollo representa un hito en la madurez del ecosistema de telegestión en España y un ejemplo de cómo la innovación tecnológica puede impulsar la transformación digital del sector energético.

El protocolo STG-DC 4.0_interface_testbook está basado en la especificación técnica del concentrador, la interface del protocolo STG-DC 4.0, la especificación del contador de telegestión y los Companion o perfiles DLMS del contador de telegestión y del supervisor básico y avanzado de centro de transformación. Un proveedor de i-DE que haya participado en las licitaciones de equipos AMI dentro de i-DE conoce perfectamente estos documentos.

Principales Características Técnicas de la Herramienta de Ensayos: Una Plataforma de Validación de vanguardia para Redes Inteligentes

La herramienta de ensayos diseñada en el marco del protocolo **STG-DC 4.0** se presenta como una solución innovadora, desarrollada íntegramente en **Python**, que combina automatización, modularidad y escalabilidad para la validación de equipos de telegestión. Basada en un conjunto de **scripts automatizados**, permite la ejecución de pruebas técnicas de alta precisión, con un enfoque orientado a la replicabilidad y la generación de evidencias robustas.

La plataforma se ejecuta en un **PC con sistema operativo Windows**, y reproduce de manera precisa el entorno del sistema de telegestión **i-DE STG-DC 4.0**, incluyendo la simulación de servicios críticos como **LDAP, SFTP y NTP**, esenciales para el correcto funcionamiento de los equipos bajo prueba. Esto permite realizar ensayos completos en un entorno controlados sin necesidad de infraestructura adicional.

Una de sus características más destacadas es la **generación automática de evidencias detalladas** para cada test, incluyendo logs, capturas de tráfico y registros de ejecución, lo que facilita la evaluación y depuración de los equipos bajo prueba. Además, la herramienta ofrece **bloques de pruebas seleccionables y reproducibles**, lo que permite personalizar el alcance de las pruebas de validación según las necesidades específicas de cada fabricante o laboratorio.

La **interfaz gráfica intuitiva y amigable** permite a los usuarios acceder a las funcionalidades de forma sencilla, sin necesidad de un alto nivel técnico. Asimismo, la herramienta incluye la **posibilidad de crear y ejecutar tests personalizados**, diseñados por el usuario, lo que amplía su versatilidad y adaptabilidad a futuras evoluciones del protocolo.

Esta herramienta representa un hito tecnológico en la validación de dispositivos de telegestión, promoviendo la estandarización, la interoperabilidad y la eficiencia en la certificación de concentradores inteligentes en el ecosistema de redes eléctricas inteligentes.

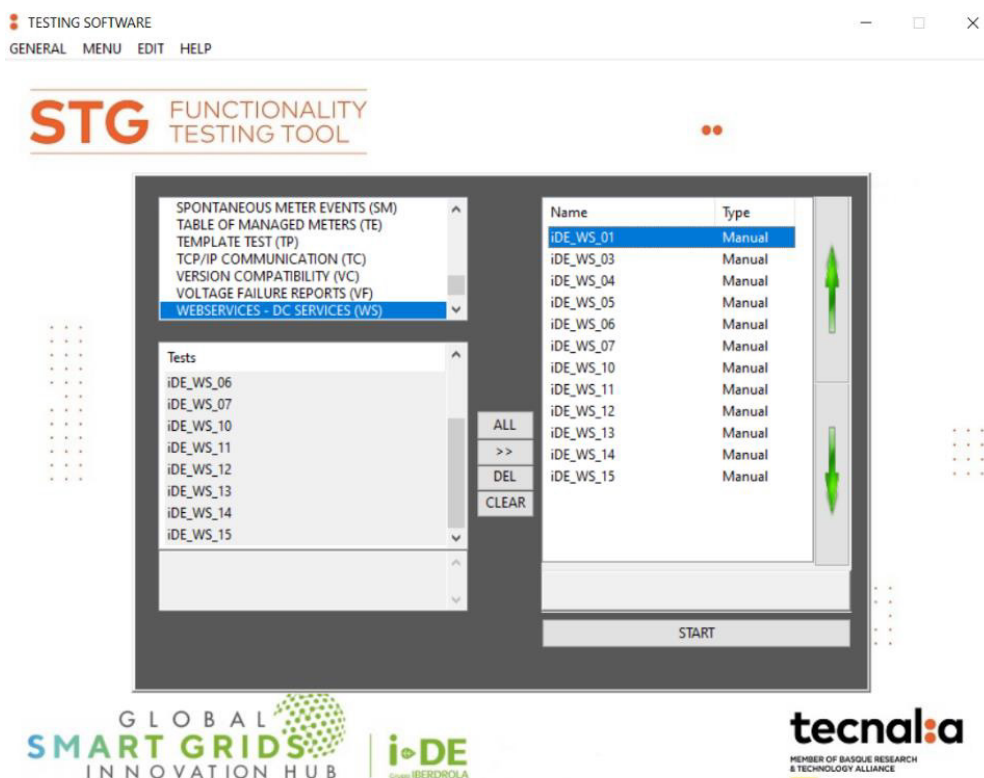


Figura 2: STG-DC 4.0 Testing tool software

reales de los equipos de telegestión bajo el protocolo STG-DC 4.0, permitiendo una validación rigurosa y reproducible. Este entorno está compuesto por una serie de componentes clave que trabajan de forma integrada para garantizar la fiabilidad y la trazabilidad de los ensayos.

En el centro del entorno se encuentra el Device Under Test (DUT), es decir, el concentrador inteligente que implementa el protocolo STG-DC y que se somete a un conjunto exhaustivo de pruebas funcionales y de seguridad.

Además, para garantizar una evaluación integral, el entorno de pruebas cuenta con contadores eléctricos de diferentes tipos: tanto contadores seguros (secure meters) como no seguros (non-secure meters), permitiendo validar la compatibilidad del DUT en múltiples escenarios de red y condiciones de seguridad.

Por otro lado, para la ejecución de ciertas pruebas como las relacionadas con la gestión de interrupciones de suministro, se incluye un módulo de control de alimentación, que permite la interrupción programada y controlada del flujo eléctrico, esencial para verificar la reacción del equipo ante situaciones de fallo o mantenimiento.

Por último, el entorno de ensayos integra un analizador de tráfico DLMS y un sniffer de red, herramientas especializadas que permiten la captura, registro y decodificación de tramas DLMS/COSEM, WebServices y TCP/IP para la validación del tráfico y protocolos de comunicación. Estas herramientas son fundamentales para garantizar la trazabilidad de las comunicaciones, facilitar la depuración y asegurar el cumplimiento de los estándares técnicos establecidos.

El protocolo STG-DC 4.0_interface_testbook está basado en la especificación técnica del concentrador, la interface del protocolo STG-DC 4.0, la especificación del contador de telegestión y los Companion o perfiles DLMS del contador de telegestión y del supervisor básico y avanzado de centro de transformación. Un proveedor de i-DE que haya participado en las licitaciones de equipos AMI dentro de i-DE conoce perfectamente estos documentos.

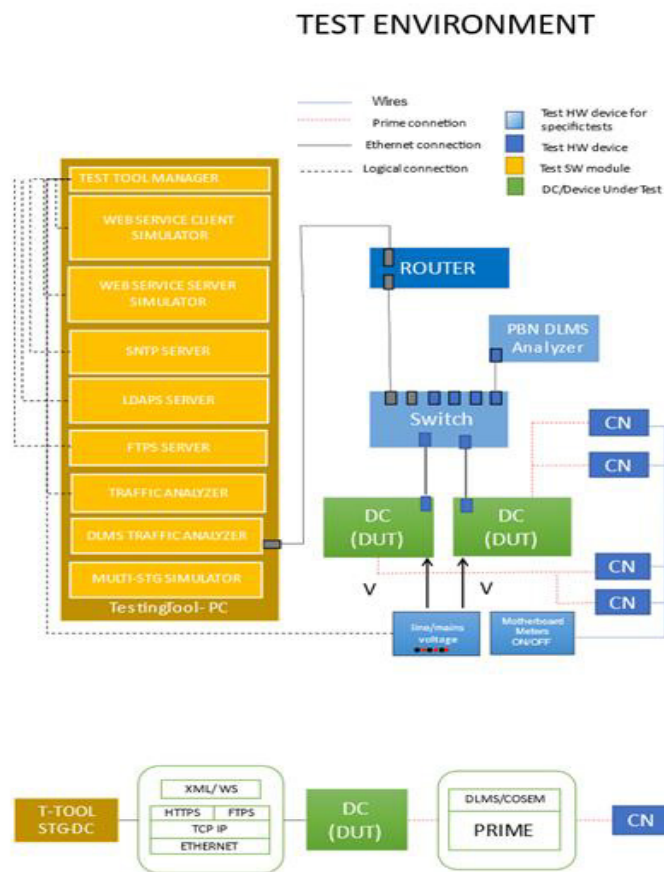


Figura 3.4.6-Test environment

Tipología de pruebas incluidas en el testbook y herramienta

La herramienta de validación desarrollada para el protocolo **STG-DC 4.0** incorpora una **batería de pruebas automatizadas y modularizadas** que abarcan múltiples dimensiones técnicas, funcionales y de seguridad. El conjunto de pruebas está diseñado para garantizar el cumplimiento de los requisitos técnicos definidos en el **STG-DC 4.0_interface_testbook**, y se estructura en torno a tres pilares fundamentales: la verificación del protocolo de telegestión, la seguridad del sistema y las operaciones funcionales sobre los dispositivos.

La herramienta permite una **verificación exhaustiva del protocolo STG-DC 4.0**, así como que los concentradores inteligentes implementan correctamente las funcionalidades definidas. Además, incluyen pruebas avanzadas de **ciberseguridad** que validan la protección de los datos frente a posibles amenazas, garantizando la integridad, confidencialidad y disponibilidad de las comunicaciones.

En el ámbito de las comunicaciones, se validan las **interacciones TCP/IP y WebServices**, esenciales para el intercambio de datos entre los dispositivos y el sistema de telegestión. Estas pruebas aseguran la correcta implementación de los servicios de red y la interoperabilidad entre los distintos componentes del ecosistema.

En cuanto a las operaciones funcionales, la herramienta incluye pruebas para:

- **Lectura y modificación de parámetros** del concentrador y del contador.
- **Actualización de firmware**, verificando la capacidad del dispositivo para recibir y aplicar nuevas versiones de software de forma segura y eficiente.
- **Lectura de valores instantáneos**, para comprobar la exactitud de los datos de consumo.
- **Obtención de curvas de carga y otros registros históricos**, garantizando la correcta almacenamiento y recuperación de información crítica.

Acceso y uso de la herramienta de ensayos

La herramienta está destinada para ser utilizada tanto por proveedores de equipos que incorporen el protocolo STG-DC para la depuración de sus equipos previos a la certificación en laboratorios reconocidos, como por laboratorios homologados, con el objetivo de facilitar la certificación de concentradores bajo los estándares de i-DE. Actualmente, se encuentra operativa en el laboratorio de Smart Cities del Global Smart Grid Innovation Hub.

Nuevas funcionalidades más destacadas de los contadores y concentradores de segunda generación de telegestión

Durante los años 2020, 2021 y 2022, dentro del proyecto Bidelek (Energía, s.f.) en el que han participado i-DE, se ha ido especificando, desarrollando y probando nuevas funcionalidades a integrar en los nuevos equipos de telegestión. En este proyecto ha participado un fabricante de contadores y concentradores de telegestión como ZIV, responsable de la implementación de estas nuevas funcionalidades en contadores y concentradores y de un laboratorio como Tecnalia, responsable de la elaboración de un test-book completo y su posterior testeo de todos los casos de uso definidos.

El proyecto Bidelek ha servido para analizar cada una de las nuevas funcionalidades y su posible o no implementación. Finalmente, no han sido incluidas todas las inicialmente analizadas. Algunas de las funcionalidades más importantes, sin contar las regulatorias, que finalmente se han incluido en los nuevos contadores de telegestión son las siguientes:

- Nueva funcionalidad evento de pérdida de neutro
- Medida física del conductor de neutro
- Nueva versión de comunicación PLC PRIME 1.4 entre el contador y los concentradores de datos de telegestión, con posibilidad de comunicar ambas versiones (1.3 actual y nueva 1.4)
- Posibilidad de apertura del relé interno por sobre tensión temporal.
- Nuevas funcionalidades de ciberseguridad.
- Posibilidad de reenganche automático del ICP ante un exceso de demanda.
- Informes avanzados de valores instantáneos.
- Curva de tensiones e intensidades.

El concentrador de segunda generación deberá poder gestionar y leer estas nuevas órdenes e informes del contador. Existen dos tipos de concentradores, con (TGUC) y sin supervisión interna (TGU).

AGRADECIMIENTOS

Agradecer la colaboración de todas las personas y empresas que han participado en el proyecto Bidelek Sareak y en el piloto PRIME 1.4 desplegando 15.000 contadores en campo.

Agradecer también a todas las personas de Tecnia e i-DE involucradas en el lanzamiento, desarrollo e implantación de la herramienta ST-DC test Tool durante los años 2023, 2024 y 2025.

BIBLIOGRAFÍA

BOE - Orden ICT/155/2020, d. 7. (24 de Febrero de 2020). *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado*. Obtenido de <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/02/07/ict155>

Energía, C. (s.f.). *Proyecto Bidelek Sareak*. Obtenido de <http://www.clusterenergia.com/proyecto-bidelek-sareak>

Hub, I. G. (s.f.). *Iberdrola - GSG IH*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/innovacion/global-smart-grids-innovation-hub>

i-DE, P. S. (s.f.). *Iberdrola*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/smart-grids/proyecto-star>

MEDIDA DE CORRIENTE USANDO SENSORES DE FIBRA ÓPTICA Y SU APLICACIÓN EN PROTECCIONES DIFERENCIALES.

Autor: Javier Bengoechea de la Llera. Responsable técnico Lumiker (RDT Company).

Resumen. La medida de corriente eléctrica mediante el uso de sistemas ópticos va siendo asumido por el sector eléctrico, ya que dichos sensores aportan ciertas ventajas sobre los convencionales. En este artículo se confrontarán ambos sensores, convencionales y ópticos, pero a partir de sus ecuaciones físicas fundamentales, es decir, desde su aspecto más básico, y de aquí entendiendo lo que pueden hacer y lo que no pueden hacer. Una de las ventajas deducidas de los sensores ópticos la derivaremos a su uso en el desarrollo de nuevas protecciones diferenciales.

Palabras clave: Corriente. Maxwell. Polarización. Protección diferencial.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de protección actuales, poseen como base la medida de corriente y la tensión de la red. Para tomar estas magnitudes se utilizan transformadores de tensión y de corriente.

Siendo importante ambas, la medida de la corriente es mucho más útil a efectos de protección del sistema, ya sea por incremento de la misma, ya sea porque aparece una corriente residual, normalmente denominada homopolar y/o diferencial, que es un indicador claro de pérdida de aislamiento del sistema.

Para la lectura de la corriente se utilizan transformadores de corriente. Estos elementos son sistemas de medida que basan su principio de operación en la ley de Faraday de la inducción magnética, es decir, son transformadores convencionales, orientados a la medida de corriente. También es bien sabido que la polarización de la luz, también se modifica por la presencia de un campo magnético, y a partir de esta realidad, han surgido soluciones, ya sea en óptica volumétrica, ya sea en óptica conducida en fibra, que permite la lectura de dicha corriente.

De una manera inmediata, las ventajas de usar sensores de fibra óptica para medir la corriente, estarían en los siguientes puntos:

- Son sistemas dieléctricos. Esto facilita notablemente el aislamiento de los circuitos de alta tensión sobre los de baja. De igual modo, ante surges o efectos electromagnéticos adversos, tendríamos sistema mucho más resilientes.
- Al carecer de aceite, serían sistemas con menor huella ecológica.
- La resistencia de secundario no es relevante. Es bien conocido, que en un transformador de corriente convencional, el circuito de secundario es un elemento clave del sistema, ya que esta resistividad supone una modificación directa de la medida, y su afectación en la linealidad o incluso de la operación (explosión del CT).

También poseen inconvenientes, por ejemplo:

- La medida de secundario no es directa, requiere sacarla en protocolo o algo equivalente. La realidad es que actualmente se disponen de protocolo maduros para esta información.
- Presentan una pérdida de linealidad en la medida. Si bien en los CT convencionales los problemas de linealidad se derivan del comportamiento de la permeabilidad relativa, niveles bajos de campo, su saturación y/o histéresis, en el caso de medida de cambio de polarización, los problemas se derivan porque la medida nunca es directa, siempre se mide:

$$\sin(KI_A \sin(\omega t)) \quad (1)$$

Lo que hace que la medida deje de ser lineal cuando $KI_A \sin(\omega t)$, se acerca a $\pm\pi/2$.

- La formación de neutros no es inmediata. Todo el mundo entiende que una medida de neutro es mucho más sensible que una medida de fase, y es una alerta temprana del estado de una línea

o una máquina. Obtener un neutro con CT convencionales, es algo directo, simplemente con unión física de los secundarios, y esto no es posible con las medidas en fibra.

MEDIDA CONVENCIONAL.

En este apartado repasaremos cómo mide un CT convencional, entendiendo de dónde vienen sus limitaciones.

Lo aplicaremos sobre una geometría, figura 1, definida por una superficie en el plano (x, y) , la cual es atravesada (z) por densidades de corriente, internas a dicha superficie, y también estarán ubicadas densidades de corriente externas a dicha superficie en su proximidad.

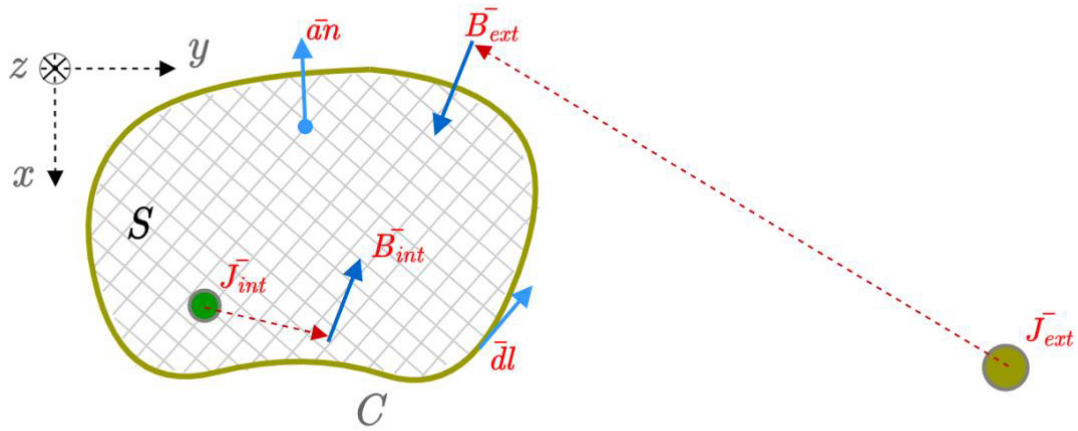


Figura 1. Geometría de una espira de cobre

Entendemos que la superficie S está cerrada y se define un contorno C . Esto sería equivalente a considerar una espira de cobre sobre dicho contorno.

La segunda ley de Maxwell nos dice:

$$\nabla \times \vec{E} = -\frac{\partial \vec{B}}{\partial t} \quad (2)$$

A dicha ecuación podemos aplicar el teorema de Stokes, y tenemos:

$$\int_S \nabla \times \vec{E} \cdot d\vec{s} = \oint_C \vec{E} \cdot d\vec{l} = - \int_S \frac{\partial \vec{B}}{\partial t} \cdot d\vec{s} = - \frac{d}{dt} \int_S \vec{B} \cdot d\vec{s} \quad (3)$$

La segunda parte de la ecuación, es equivalente al flujo que atraviesa dicha superficie y que se genera por las fuentes de campo internas y externas $\vec{B} = \vec{B}_{int} + \vec{B}_{ext}$

$$\oint_C \vec{E} \cdot d\vec{l} = - \frac{d}{dt} \int_S \vec{B} \cdot d\vec{s} = - \frac{d}{dt} \int_S (\vec{B}_{int} + \vec{B}_{ext}) \cdot d\vec{s} \quad (4)$$

$$\oint_C \vec{E} \cdot d\vec{l} = - \frac{d}{dt} \int_S (\mu_0 \mu_r \vec{H}_{int} + \mu_0 \mu_r \vec{H}_{ext}) \cdot d\vec{s} \quad (5)$$

- El primer término es la tensión inducida en la espira ($\vec{E} = \sigma \vec{J}_{espira}$), que, dependiendo de la resistividad de la misma, generará una corriente, cuyo campo magnético, tenderá a anular el

campo magnético generado por las fuentes. De hecho, si la resistividad fuese cero, el campo magnético total dentro de la superficie sería cero.

- Esta tensión solamente se genera ante la derivada temporal del campo magnético B . Si el campo magnético es constante, la tensión inducida es cero, y no tenemos corriente circulante por la espira. Es decir, los CT convencionales solo operan en régimen de AC.
- En general se suele asumir como valor de μ_r , un valor elevado, pero constante, pero es bien conocido, que en general es un valor no lineal, con saturación e histéresis. La necesidad de un material ferromagnético es muy importante (lo podemos ver como una ganancia elevada para generar la tensión inducida). La presencia de este material ferromagnético determina en gran medida las características de la medida del CT convencional.
 - Respuesta en corrientes débiles.
 - Histéresis y calentamiento del CT.
 - Saturación, y clase del transformador.
 - Apantallamiento ante corrientes externas.
- La superficie S , también es un elemento multiplicador. A mayor S , tendremos más campo atravesando la superficie, y eso hace que nuestra tensión inducida sea mayor. En un CT que tengan muchas necesidades de VA, deben disponer de una superficie elevada. Esto supone sistemas muy pesados, ya que el material de dicha superficie es ferromagnético.
- Fuentes externas a la espira también contribuyen a tener una tensión inducida. Es por ello muy importante conseguir un buen apantallamiento a dichas corrientes externas. Este apantallamiento, puede conseguirse de dos modos:
 - Estructura geométrica de las espiras, por ejemplo, usando toroidales.
 - Envolturas ferromagnéticas que creen caminos de reluctancia baja a los campos externos.

MEDIDA USANDO FIBRA ÓPTICA.

Polarización de onda plana monocromática.

Si tenemos una onda plana monocromática que se propaga en la dirección $\vec{k}$, el campo eléctrico y magnético de dicha onda es el definido por:

$$\vec{E}(\vec{r}, t) = \vec{E}_0 e^{i(\vec{k} \cdot \vec{r} - \omega t)} \quad (6)$$

$$\vec{B}(\vec{r}, t) = \frac{\vec{k} \times \vec{E}_0}{\omega} e^{i(\vec{k} \cdot \vec{r} - \omega t)} \quad (7)$$

Sin pérdida de generalización podemos hacer coincidir $\vec{k}$, con el eje z , y de esta manera podemos poner:

$$\vec{E}(z, t) = \vec{E}_0 e^{i(kz - \omega t)} = (E_x \vec{a}_x + E_y \vec{a}_y) e^{i(kz - \omega t)} \quad (8)$$

Siendo E_x y E_y , magnitudes complejas, es decir, poseen un módulo y una fase, y definen la polarización de la onda.

Cambio de polarización de una onda electromagnética, ante la presencia de un campo magnético.

Una onda electromagnética que atraviesa un elemento óptico sufre un cambio de polarización si este material está sometido a un campo magnético. Este fenómeno es conocido como efecto Faraday ya que fue Faraday quién lo descubrió y midió.

La razón de ello radica en la ecuación de Lorentz:

$$\vec{F} = q(\vec{E} + \vec{v} \times \vec{B}) \quad (9)$$

Donde la presencia de un campo magnético genera una fuerza a nivel atómico, modificando la permitividad ϵ_r del material. Este efecto de los materiales, se denomina girotrópicos, y todos los materiales dieléctricos lo presentan en mayor o menor grado, y poseen un tensor de la permitividad cuyos valores dependen del campo magnético.

$$\epsilon_r = \begin{bmatrix} \epsilon_1 & j\epsilon_2 & 0 \\ -j\epsilon_2 & \epsilon_1 & 0 \\ 0 & 0 & \epsilon_3 \end{bmatrix} \quad (10)$$

Por ejemplo en este caso, el valor ϵ_2 , depende del campo magnético.

El resultado final de todo ello es el que se ve en la figura 2

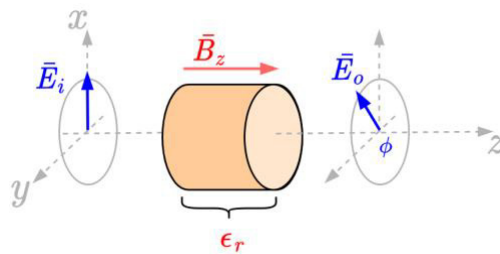


Figura 2. Materiales girotrópicos

Si una onda electromagnética se propagada en la dirección $\vec{a}_z$, en este caso polarizada linealmente en la dirección $\vec{a}_x$, y cruza un elemento girotrópico ϵ_r , sometido a un campo magnético, orientada en la misma dirección que la propagación de la onda, es decir, colineal, en este caso B_z , sufre un cambio en el ángulo de la polarización dado por ϕ .

Todo ello se resume con una sencilla ecuación:

$$\phi = V l B \quad (11)$$

Donde V , se denomina constante de Verdet, y es un valor que depende de cada material dieléctrico, y se deriva del valor de ϵ_r . Este valor depende de la longitud de onda electromagnética y de la temperatura de operación. Para una fibra óptica convencional, con los dopantes usados, el valor estándar es de 36° Tesla/metro para ondas de 1550nm, es decir, el giro de la polarización es de 36°, si cruzamos una fibra óptica de 1 metro sometida a un campo magnético de 1 Tesla.

Evidentemente l es la longitud del elemento óptico cruzado.

Al usar fibras ópticas, como se marca en la figura 3, debemos de poder integrar cada elemento de la misma, es decir, cada parte de la fibra será un diferencial, y el cambio de polarización total, será la integración a lo largo de la fibra.

Dado que solo afecta el campo magnético colineal a la dirección de propagación, debemos poner:

$$d\phi = V \vec{B} \cdot d\vec{l} \quad (12)$$

$$\phi = V \int_c \vec{B} \cdot d\vec{l} \quad (13)$$

Donde se contempla el producto escalar del campo magnético $\vec{B}$, con la dirección de propagación, que coincide con la $\vec{dl}$, ya que la luz se encuentra confinada en la misma, y los radios de curvatura de la fibra son mucho menores que la longitud de onda de la onda electromagnética, es decir, las direcciones de $\vec{dl}$ y $\vec{a}_z$, coinciden siempre.

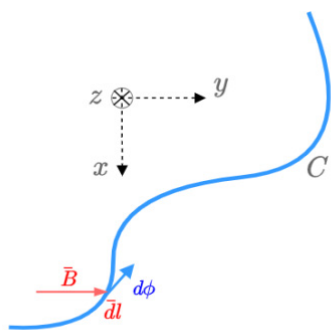


Figura 3. Cambio de polarización en un camino óptico cualquiera.

Este producto escalar es muy importante, ya que nos define cómo debemos de devanar la fibra óptica dentro de una estructura mecánica si deseamos medir un campo magnético.

En resumen, podemos decir:

- El cambio de polarización que sufre una onda electromagnética, ϕ , depende de tres factores:
 - V . La constante de Verdet del material. A menor longitud de onda, mayor es su valor, pero también, mayor es su variación térmica. En fibras ópticas convencionales o spun HiBi, este valor es de 36° Tesla/metro. Este valor es lineal, y no depende de la magnitud del campo magnético.
 - l . La longitud de operación. A mayor tránsito, mayor cambio.
 - $\vec{B}$. El campo magnético, que debe ser colineal con la constante de propagación de la onda.
- Este valor no depende de la permeabilidad magnética relativa del material μ_r , ya que siempre se trabaja con, μ_0 , es decir $4\pi 10^{-7}$ H/m, es decir la del vacío.

Medida de campo magnético usando un anillo de fibra óptica.

Para medir el campo magnético con el cambio de la polarización de una onda electromagnética, usaremos un anillo de fibra óptica, pero el resultado puede extenderse con facilidad a un conjunto óptico volumétrico. Como veremos más adelante, lo más importante es que se forme una espira óptica cerrada, ya sea, usando una fibra óptica, ya sea usando espejos o beamsplitter o cualquier otro medio para que la luz recorra un elemento cerrado.

La geométrica, figura 4, será idéntica a la que hemos usado en la espira de cobre, solo que cambiando el cobre por una fibra óptica. Se define una superficie S y esta posee un contorno C .

Al igual que en el caso de cobre, tendremos densidades de corrientes internas a la superficie S , $\vec{J}_{int}$ y densidades de corriente $\vec{J}_{ext}$. Estas densidades, generarán campos magnéticos internos a la espira y externo a la misma.

En vez de usar la ecuación de inducción de Faraday, usaremos la ecuación de Ampere, modificada posteriormente por Maxwell, para incluir las corrientes de desplazamiento.

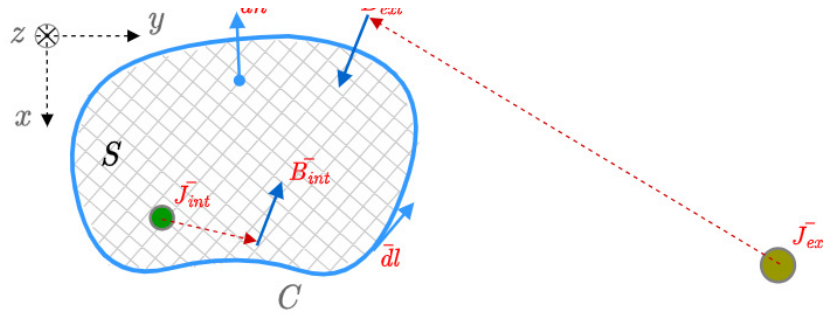


Figura 4. Geometría de una espira de fibra óptica.

$$\nabla \times \vec{H} = \vec{J} + \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} \quad (14)$$

Aplicaremos en igual modo el teorema de Stokes

$$\int_S \nabla \times \vec{H} \cdot \vec{ds} = \oint_C \vec{H} \cdot \vec{dl} = \int_S \vec{J} \cdot \vec{ds} + \int_S \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} \cdot \vec{ds} \quad (15)$$

Dado que todo el entorno es un dieléctrico no magnético, podemos asumir sin error que:

$$\vec{H} = \frac{\vec{B}}{\mu_0} \quad (16)$$

Dando como resultado, y recordando que la velocidad de la luz en el vacío es: $c = \frac{1}{\sqrt{\epsilon_0 \mu_0}}$

$$\oint_C \vec{B} \cdot \vec{dl} = \mu_0 \int_S \vec{J} \cdot \vec{ds} + \frac{1}{c^2} \int_S \frac{\partial \vec{E}}{\partial t} \cdot \vec{ds} \quad (17)$$

El segundo término, sería la contribución del campo eléctrico que cruza la espira. Este término podemos despreciarlo por un doble motivo:

- El primero sería el hecho de que está dividido por la velocidad de la luz al cuadrado. Es cierto que el primer término, el que aplica sobre las densidades de corriente, está afectado por la el valor de $\mu_0 = 4\pi 10^{-7} Tm/A$, pero el segundo se ve afectado, por este término y por la permitividad eléctrica $\epsilon_0 = 8.854 \times 10^{-12} F/m$, lo cual hace que el valor de integral del campo eléctrico deba poseer un valor elevado para que se tenga en consideración. Esto solo ocurre por dos motivos:
 - Campos eléctricos muy intensos. Dentro del sector eléctrico los campos eléctricos más intensos estarían en instalaciones de 400kv entre fases. Aun suponiendo que se llegasen a existir campos de $\vec{E} = 4 \times 10^5 V/m$, y trabajando con frecuencias de 50Hz, este término subiría a $1.25 \times 10^8 V/s$, estando por tanto, lejos de ser comparable con la aportación del término de corriente.
 - Campos eléctricos con una variación elevada de frecuencia. La derivada hace que a mayor frecuencia se tenga un término que sí compensa el coeficiente de la permitividad eléctrica, y este término deba de considerarse, pero en ningún caso puede considerarse a frecuencias industriales, y mucho menos si se considera en continua.

- El segundo motivo, sería la propia colocación de las espiras (figura 3). Asumiendo que tenemos un conductor a un potencial V .

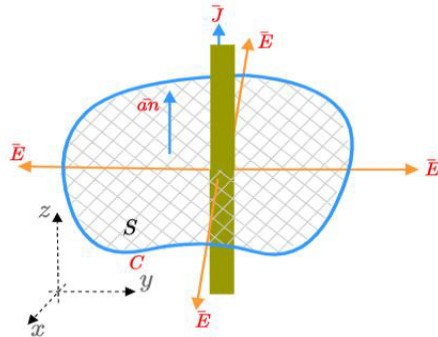


Figura 5. Geometría de la espira y el campo eléctrico.

En general, figura 5, las espiras de fibra óptica se devanan en el plano ortogonal al cable donde se desea medir la corriente, es decir el vector unitario de la superficie va en el mismo sentido del cable. Pero el campo eléctrico es ortogonal al cable, es decir el producto escalar

$$\frac{\partial \vec{E}}{\partial t} \cdot \vec{ds} \approx 0 \quad (18)$$

Es prácticamente cero, por la propia posición de las espiras, y la forma del campo eléctrico.

Por tanto, la ecuación queda reducida a la ley de Ampere.

$$\oint_C \vec{B} \cdot d\vec{l} = \mu_0 \int_S \vec{J} \cdot d\vec{s} \quad (19)$$

Pero la ley de Ampere, aplicada a conductores infinitos, determina que:

$$\oint_C \vec{B} \cdot d\vec{l} = \mu_0 I_{int} \quad (20)$$

Es decir, si realizamos el cálculo del campo magnético a lo largo de un contorno cerrado, su valor solo depende de las corrientes que cruzan la superficie definida.

Si este resultado lo unimos al valor que hemos calculado para el cambio de la polarización de una onda electromagnética, tenemos finalmente:

$$\phi = V \oint_C \vec{B} \cdot d\vec{l} = \mu_0 V I_{int} \quad (21)$$

Consecuencias del resultado obtenido.

El resumen del resultado previo lo podemos sintetizar en un dibujo, donde se define una superficie S , y esta define un contorno cerrado C , en el cual se devana una fibra óptica, figura 6.

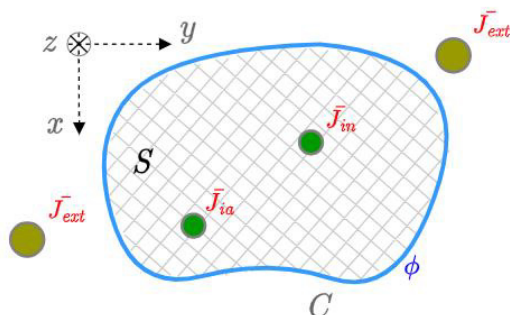


Figura 6. superficie S y contorno cerrado C

Sobre dicha fibra óptica se mide el cambio de polarización de la onda electromagnética ϕ , generado por la presencia de dichas corrientes eléctricas. El resultado será:

$$\phi = \mu_0 V \sum_{n=1}^N I_{int}^n \quad (22)$$

Las consecuencias serían:

- **La superficie S y el contorno definido C , son completamente generales**, aunque fijos en el tiempo, ya que no se han impuesto restricciones en su definición.
 - La forma de la espira es completamente indiferente, ya que siempre se mide, $\mu_0 V I_{int}$, tanto si la espira es circular, cuadrada, elíptica o cualquier otra forma, pero debe ser cerrada.
 - Tampoco es relevante si el contorno C , es grande o pequeño. Esto supone que nuestra espira puede ser muy pequeña o de cientos de metros, siempre recordando que la constante de propagación de la onda electromagnética coincide con la diferencial de línea, es decir, algo más de 3cm como radio de curvatura, como un valor adecuado.
- **La medida ϕ , lo hace de una manera directa, no a través de una derivada temporal**, y por ello es factible medir corrientes DC. En caso de medidas AC, la presencia de exponenciales es medida correctamente, dando valores de gran precisión en casos transitorios.
- **La medida ϕ , no depende de la posición de dónde se ubican los conductores** que llevan las corrientes interiores. La única condición es que dichos conductores, se ubiquen en el interior de la superficie S .
- **En ningún caso se hace necesario el uso de materiales magnéticos**. Este hecho es importante, evitamos saturaciones, así como presencia de campos magnéticos residuales.
- **La medida ϕ , depende únicamente de las corrientes internas y no de las externas**. Este hecho es fundamental, porque la superficie S , define la zona de medida. Pensemos en las protecciones diferenciales, cuya base de operación es precisamente:

$$\phi = \mu_0 V \sum_{n=1}^N I_{int}^n = \mu_0 V I_{diferencial} \quad (23)$$

El cambio de polarización de la onda electromagnética es la misma medida que la corriente diferencial.

Esto lo hace sin necesidad de colocar materiales de apantallamiento de campo externo, ya que el campo externo, sea el que sea, la aportación al cambio de polarización tras el paso por el contorno cerrado C , es nulo.

APLICACIONES NO CONVENCIONALES PARA EL SECTOR ELÉCTRICO. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE ZONAS DEFINIDAS

Todo el mundo entiende que las protecciones diferenciales, constituyen uno de los valores más seguros dentro del esquema de protecciones para cualquier segmento del sector eléctrico.

Realmente lo que hemos establecido es que no nos importa ni la distancia, tamaño o forma del contorno C , porque sea el que sea, la polarización solo se ve afectada por las corrientes que se definan en el interior de dicho contorno.

Tendremos sin error

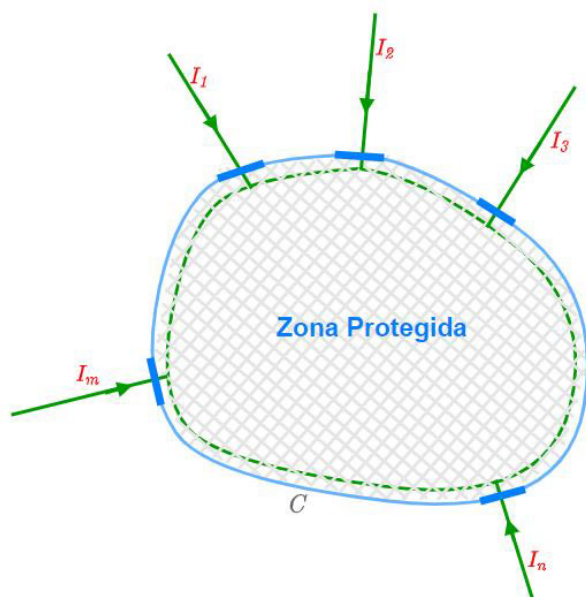


Figura 7. Superficie de protección diferencial.

$$\phi = \mu_0 V \sum_{n=1}^N I_n = \mu_0 V I_{\text{diferencial}}$$

(24)

Esto supone disponer de un elemento de medida diferencial de extremada sensibilidad, que no se ve afectado por los efectos de usar elementos magnéticos para la medida.

Protección de neutro.

La corriente homopolar siempre se considera un valor muy importante de cara a las protecciones, ya que mide en gran medida el aislamiento de la línea, siendo un indicador sensible de un defecto en la línea.

Si bien en CT de cobre la obtención de dicha corriente es directa, simplemente conectando los secundarios del CT's y obteniendo una medida directa de la homopolar, en caso de OCT's, no es inmediato.

Sin embargo, la medida de ellas es totalmente posible usando un conjunto como el presentado en la figura

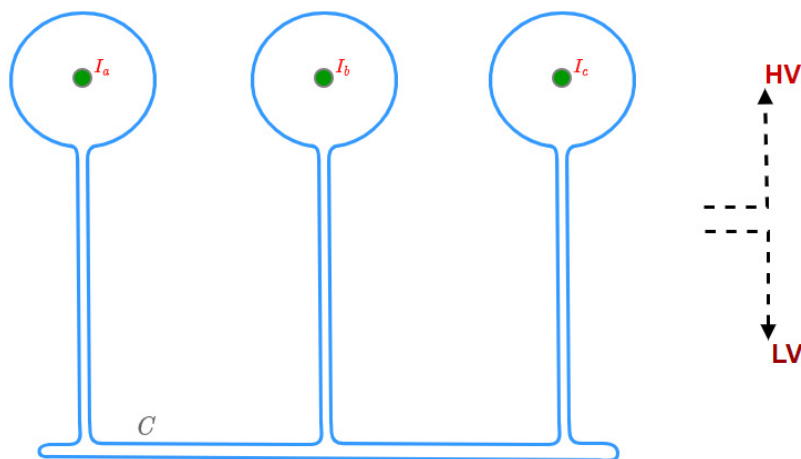


Figura 8. Superficie definida para la medida de neutro.

La medida del cambio de polarización será la medida de la corriente homopolar de manera directa.

$$\phi = \mu_0 V(I_a + I_b + I_c)$$

(25)

Protección de barra.

La protección de neutro, la podemos extender sin problemas al número de terminales y fases que deseemos. Tendríamos por tanto el mismo esquema, solo que llevado a todas las posiciones de una misma fase.

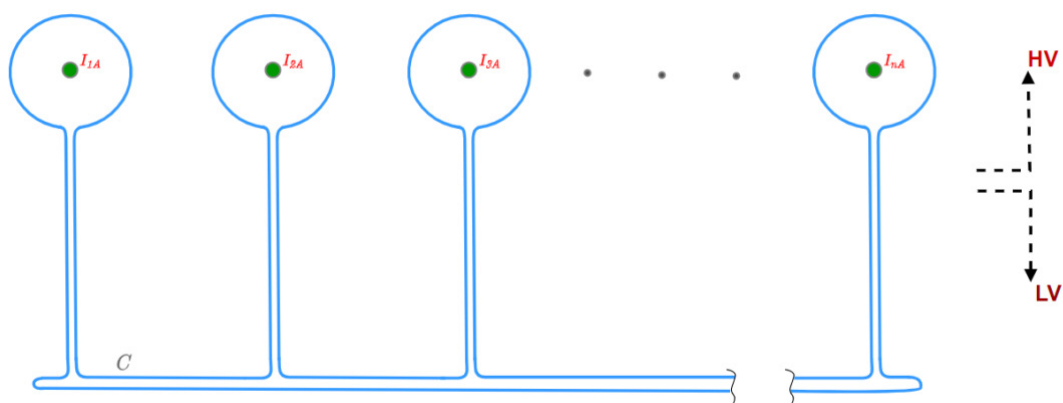


Figura 9. Superficie definida para una protección de barra.

Podemos insistir que la forma del contorno C , es indiferente y la medida sigue siendo la misma. Con esto podemos definir este nuevo contorno:

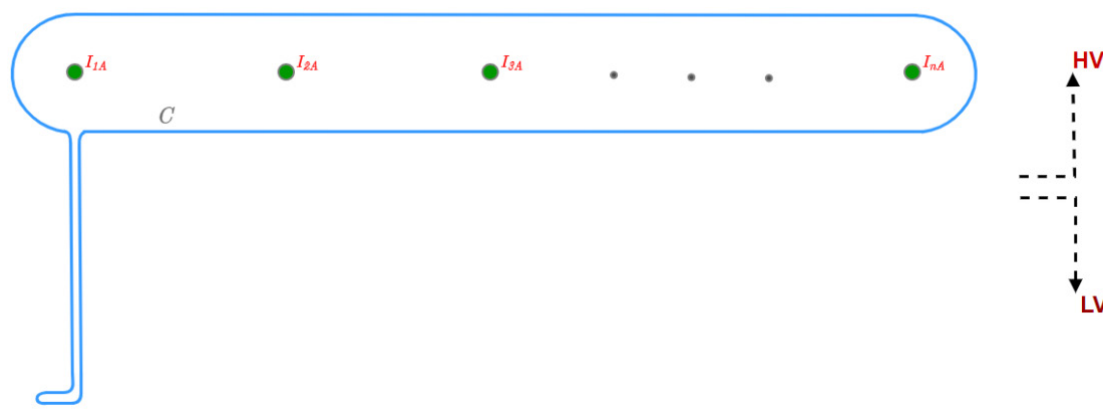


Figura 10. Superficie definida para una protección de barra.

La medida sería exactamente la misma en ambos casos.

Conclusiones.

Los sistemas de protección para la red eléctrica son sistemas que están bien definidos, y se saben utilizar de una manera eficiente. Son sistemas que parten de medidas obtenidas por sensores convencionales, que, si bien poseen algún inconveniente, el sector lo asume debido a su amplio conocimiento por parte de todos los actores del sector, fabricantes, instaladores, operadores, etc...

Este tipo de sensores convencionales se pueden abordar de otras maneras, en concreto usando el cambio de polarización de la luz. Esto supone usar equipos que poseen nuevas ventajas y también, hay que decirlo, algún inconveniente, pero que poco a poco van resolviendo los diferentes fabricantes, generando sensores con nuevas opciones o características.

En este caso se han contrastado unos frente a otros, viendo de derivan sus propiedades, y por tanto, deduciendo sus problemas y ventajas desde un punto de vista puramente físico y por tanto inamovible. Es decir, esta propiedad es consustancial al tipo de sensor usado y se cumple siempre.

Finalmente, se ha conseguido unir una de las protecciones más útiles del sistema eléctrico, como serían las protecciones diferenciales, a dicho comportamiento físico, y todo se ha reducido a definir una superficie, sea la que sea, que posee un contorno cerrado, que definen la zona en la que opera la protección diferencial.

REFERENCIAS

- Katsuaki Sato, Takayuki Ishibashi. Fundamentals of Magneto-Optical Spectroscopy Frontiers on Physics.
- Sophocles J. Orfanidis. Electromagnetic Waves and Antennas. Propagation in Birefringent Media
- Katsunari Okamoto. Fundamentals of Optical Waveguides

ANÁLISIS PREDICTIVO DE INCIDENCIAS TRANSITORIAS REPETITIVAS PARA REDUCIR AVERÍAS EN LA RED

Jesús Pastor Soriano, jefe de Centro de Operación Este Sur en i-DE Redes Eléctricas Inteligentes
José Ángel González Andreu, jefe de operación de Centro de Operación Este Sur en i-DE Redes Eléctricas Inteligentes
José Luis Sánchez Ramón, jefe de turno de Centro de Operación Este Sur en i-DE Redes Eléctricas Inteligentes

Resumen: En las redes de i-DE se producen multitud de incidencias repetitivas que, tras maniobras, quedan en transitorias. Lo que se pretende hacer es el diagnóstico de dichas incidencias para evitar que evolucionen a averías francas. Con esto mejoramos la calidad de suministro de los clientes (medida en los índices TIEPI y NIEPI) y reducimos indemnizaciones, lo que se traduce en ahorro y eficiencia. Este diagnóstico lo podemos realizar gracias al continuo proceso de digitalización de los Detectores de Paso de Falta (DPF), los relés digitales de las subestaciones que nos proporcionan medidas eléctricas, valores de distancia a la falta (proyecto LAYCA) y los correspondientes informes de falta (AFORO).

Palabras clave: líneas de distribución eléctrica, Centro de Operación de Distribución (COD), disparo repetitivo, incidencia, detector de paso de falta (DPF), medida eléctrica, avería, calidad de suministro.

ANÁLISIS DE INCIDENCIAS REPETITIVAS

Siempre se han producido disparos repetitivos de líneas de Media Tensión (MT), pero tradicionalmente se asumían como eventos transitorios sin importancia y no se solía mandar a revisar al personal de campo (o si se revisaba, era el circuito entero con el consiguiente coste de recursos). Con el tiempo estos disparos se convertían en faltas francas, con el incremento de TIEPI y NIEPI consecuente. Este proceso se hacía de esta manera debido a la escasez de información digital de la red.

Descripción del proceso

- Filtrado de líneas por número de disparos repetitivos (reenganches).
- Puesta en seguimiento de la línea.
- Recopilación de los datos digitales obtenidos de los disparos: DPF, informes de falta y medidas eléctricas de la falta (habitualmente conocidos como “oscilos”).
- Análisis de los datos.
- Propuesta de tramo específico sospechoso de originar los disparos.
- Comprobación en campo del tramo sospechoso.
- Detección de anomalía.
- Resolución de anomalía.

Metodología

En i-DE se ha desarrollado una herramienta dentro de la aplicación corporativa iCDS para poder llevar un correcto seguimiento de las incidencias repetitivas y compartir dicha información, denominado “Módulo de Informes en Seguimiento”, en la pestaña Incidencias Repetitivas (Fig. 1). Gracias a esto hay una adecuada transmisión de la información entre personal de los Centros de Operación de Distribución (COD), y las unidades operativas de campo.

iCDS (Incidencias y Continuidad de Suministro) es la aplicación corporativa de consulta de incidencias, gestión de la exoneración, reposición de incidencias de Baja Tensión (BT) y cálculo de índices de calidad zonal e individual. iCDS recopila información de SPECTRUM® y de REPOS, que a su vez son el sistema de operación y control de la red de distribución y la aplicación de gestión de incidencias respectivamente.

SPECTRUM® incorpora las funciones SCADA y en él, están representados de forma gráfica todos los elementos de la red de MAT (Muy Alta Tensión), AT (Alta Tensión) y MT estén o no telecontrolados, con sus estados y medidas permanentemente actualizados. También dispone de la información de inventario de cada instalación (potencias, número de clientes, etc.). REPOS es una aplicación que comunica los COD con el Centro de Atención Multicanal (CAM), y que gestiona todas las incidencias, ya sean su origen el CAM (creadas manualmente) o por algún evento en SPECTRUM®. Las incidencias de BT, con su información asociada, pasas por distintas fases hasta su resolución. Las incidencias de MT y AT reciben información de SPECTRUM® por medio de eventos que son tratados para la confección de las interrupciones. Una vez resueltas las incidencias, la información pasa a iCDS.



Figura 1. Informe de seguimiento

Se pueden ver las incidencias repetitivas de la última semana, del último mes, de los últimos dos meses o entre cualesquiera otras dos fechas opcionales según las veces que haya disparado.

El criterio general actual del COD para poner una línea en seguimiento es:

- Semanalmente ≥ 3
- Mensualmente ≥ 6
- Bimensualmente ≥ 8

Análisis Detectores de Paso de Falta (DPF)

Cuando una línea dispara de forma repetitiva quedando en transitoria y cumple con los criterios descritos anteriormente, el personal del COD la pone en seguimiento y se realiza un diagnóstico de la línea. Por un lado, gracias a la digitalización de la red es posible ver en tiempo real todos los datos digitales de los elementos registrados en los sistemas. El primer dato analizado es la actuación de los DPF (Fig. 2). Los DPF son unos detectores con transformadores de intensidad y tensión que detectan si la corriente de cortocircuito entre fases o fase-tierra ha pasado por ellos, con esta información se puede acotar la posible zona en falta.

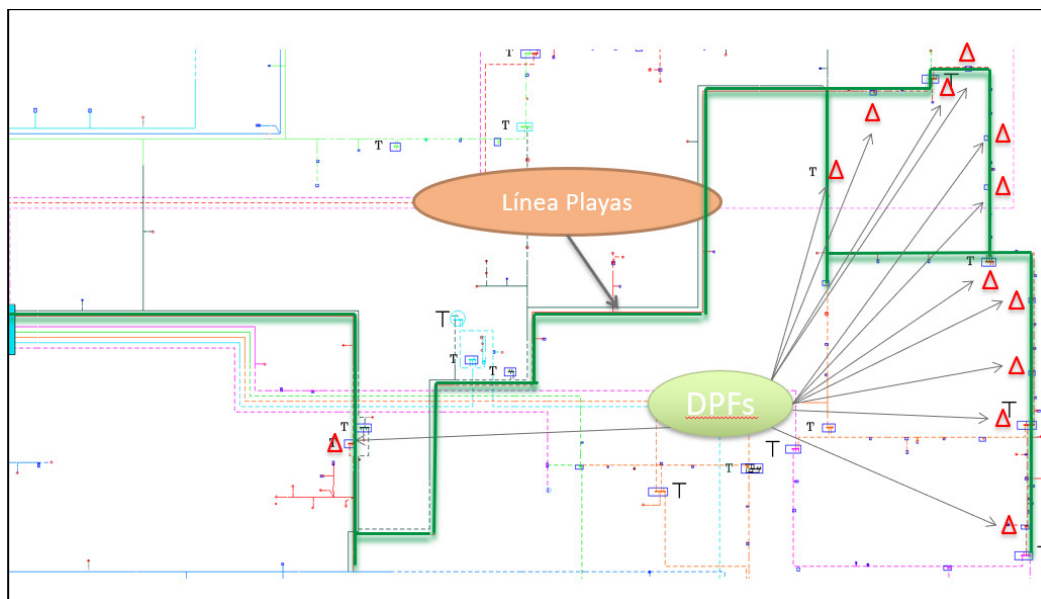


Figura 2. Esquema ortogonal y DPF STAR instalados en la línea

En REPOS se crea una incidencia cada vez que dispara una línea, recogiendo toda la información de los DPF. (Fig. 3).

Incidente	tp	clase	fecha inicio	fecha prev inicio	fecha prev fin	Disparo ST SAN JUAN - 20 - 07 L PLAYAS	direccion / Ruta	poblacion	pr
A	103649		21.11.2019 08:11:10	04.01.2014 20:00:00	21.11.2019 08:20:16	Disparo ST SAN JUAN - 20 - 07 L PLAYAS			ALI
T	722987	SD	04.01.2014 20:00:00	04.01.2014 21:00:00	04.01.2014 21:00:00	Disparo ST SAN JUAN - 20 - 07 L PLAYAS			

Líneas (B)	Disparo (B)	Acciones y G.E. (B)	Observaciones	Disparo ST (B)	Modulos ST (B)	DPF (10)	plant. instalada (B)	Plan Actualizado y Herramienta	Observaciones (B)	Acciones (B)
21.11.2019 08:11:10				4940873/CTDT4890		VERONICA		A.04005		RUPTOR
				CTDT4890		ESTACION MARC		BARCELONA-4		RUPTOR
				CTDT4890		POVEDA VER				RUPTOR
				CTDT4890		TOBAGO				RUPTOR
				CTDT4890		FLORA		CIERVA 25		RUPTOR
				CTDT4890		SOLANA				RUPTOR
				CTDT4890		SUBLE-2 J		ROVALES		RUPTOR
				CTDT4890		FLORA		AYOROCANTE 18		RUPTOR
				CTDT4890		VERACRUZ CAMPE		ALCALASI		RUPTOR
				CTDT4890		PLAYA TABARCA		PLAYA DEL PINET		RUPTOR

Figura 3. Disparo Línea y visualización DPF en REPOS

Posteriormente desde REPOS se navega al esquema ortogonal de operación, y se ve qué DPF han marcado el paso de falta mediante una señalización de un triángulo sólido rojo, y cuales no han actuado (perímetro de triángulo rojo), señalizando en el esquema la zona sospechosa de avería (Fig. 4).

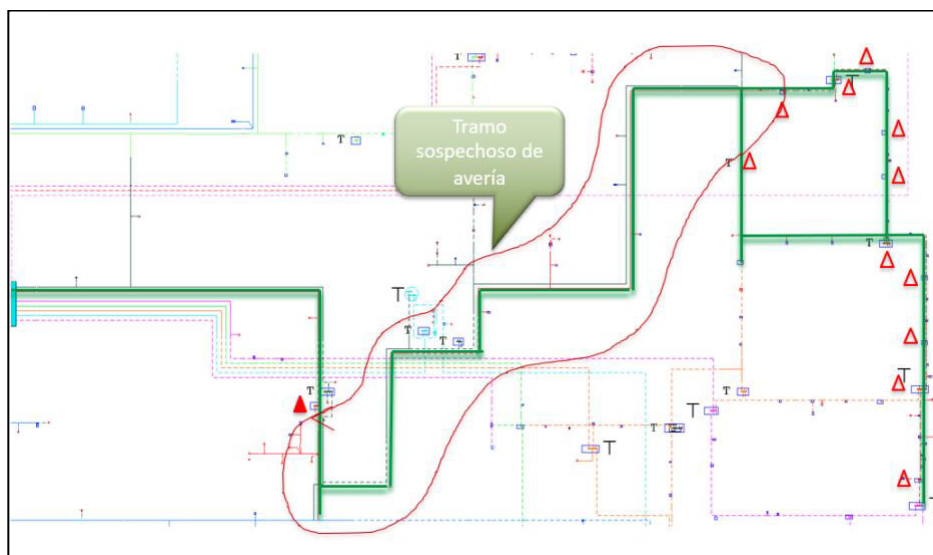


Figura 4. DPF marcando paso de falta

Análisis relés Digitales

Hoy en día, en las subestaciones cada línea está protegida con relés digitales de última generación, de los cuales podemos recoger multitud de información, tales como tipo de faltas (monofásicas, bifásicas, trifásicas etc.), distancia a la falta, “oscilos”, etc. Una vez la línea dispara, en automático se hace una llamada al relé, se descarga toda esa información y queda almacenada en otra aplicación de inventario, configuración y lectura de los equipos de protección y control de i-DE, denominada ISS. Esta aplicación también se conecta con REPOS, permitiendo visualizar dicha información de forma simplificada. El personal del COD se conecta a la aplicación ISS, y analiza toda la información, especialmente el informe de falta (Fig. 5) y los “oscilos” de la falta (Fig. 6).

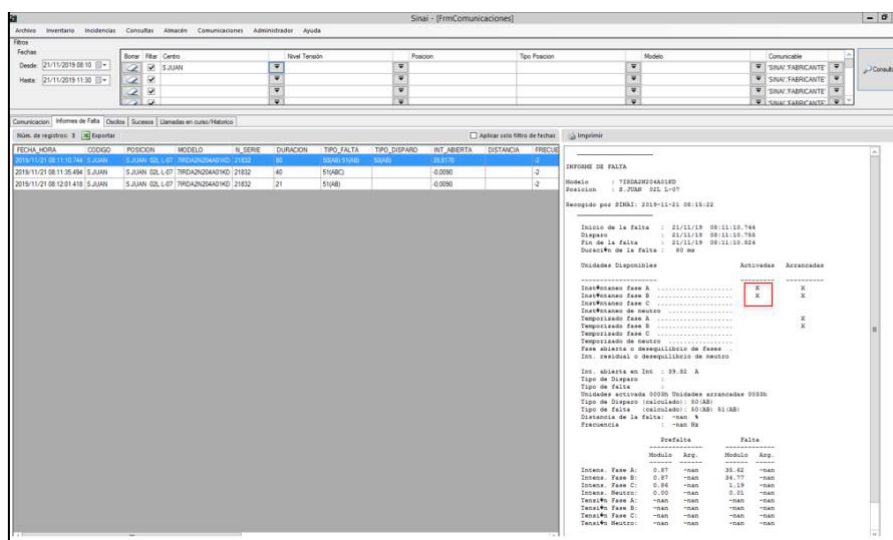


Figura 5. Informe de falta en ISS

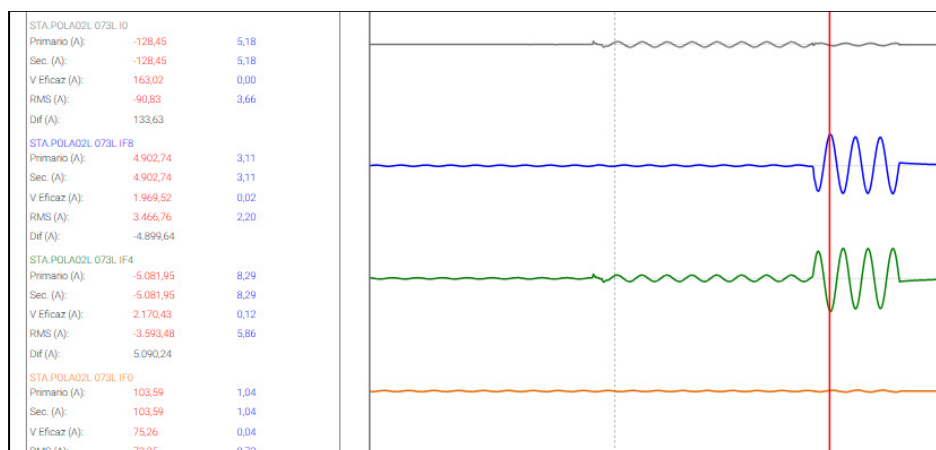


Figura 6. "Oscilo" de relé digital

Protección de clientes de la red de futuros cortes de suministro

Una vez analizados y contrastados todos los datos de los DPF con los relés digitales, ya se puede marcar con exactitud la posible zona de falta y realizar maniobras para aislar dicha zona. De esta forma se protege a los clientes conectados en zonas teóricamente sanas de los futuros cortes causados por los tramos detectados con posibles anomalías (Fig. 7).

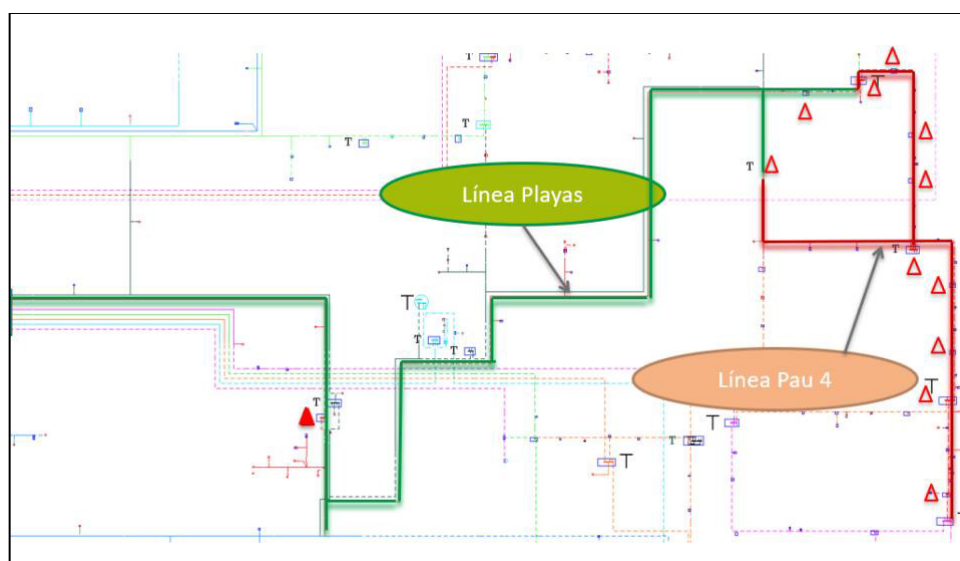


Figura 7. Realimentación por otra línea para minimizar cortes

Información para personal de campo (localización y corrección de anomalías)

Por último, se comparte con el personal de campo la información para el recorrido del tramo sospechoso analizado. Igualmente, basándose en los informes de falta y el tipo de disparo según los "oscilos", se les informa de qué tipo de causa puede corresponderse con el tipo de disparo. Por ejemplo, un disparo bifásico sin componente a tierra y repetitivo en el tiempo, puede ser debido a aves remontando el vuelo desde un vano de conductores.

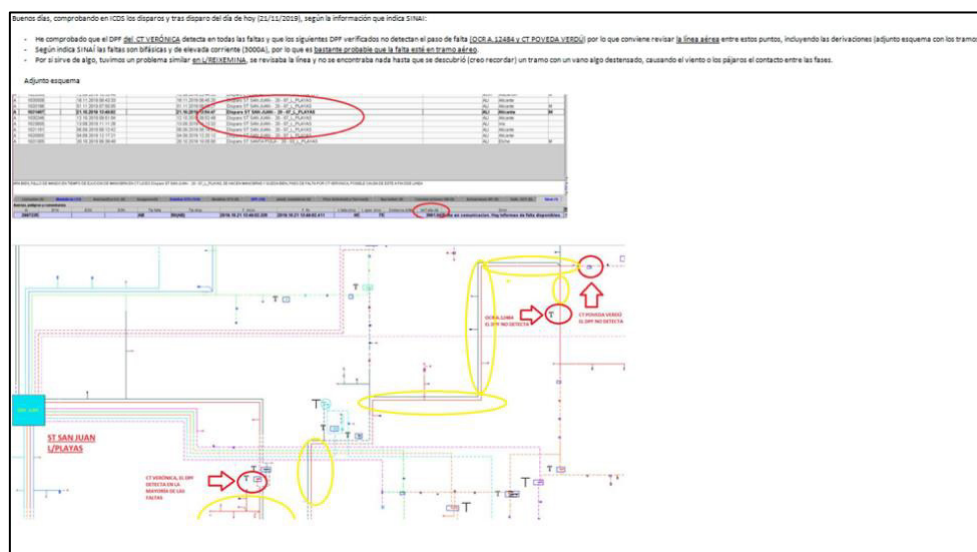


Figura 8. Revisión exhaustiva de la zona sospechosa

Resultados y datos obtenidos

Esta actividad y la rápida respuesta de las unidades de campo agilizan enormemente la detección de averías francas y su repercusión en la calidad de suministro a los clientes conectados a la red de distribución.

En el último año, en i-DE se analizaron un total de **786** líneas con disparos repetitivos, de las cuales se encontraron **352** anomalías que han evitado una incidencia permanente.

Por lo tanto, se han evitado un total de **352 incidencias**, que si se hubiesen producido habrían resultado en un TEIPI imprevisto aproximadamente un 5% mayor.

Analizadas	Averías evitadas
786	352

Figura 9. Resultados obtenidos

AGRADECIMIENTOS

Agradecer al equipo de Sistemas de Control por la implementación de los desarrollos para automatizar y digitalizar estos análisis de predicción de incidencias transitorias.

Agradecer también el compromiso del personal de campo en la detección y resolución de las anomalías y a la Célula de Incidencias (AGILE) por impulsar esta iniciativa.

06

Sección academia



PLATAFORMA ESCALABLE DE FLEXIBILIDAD AGREGADA: CONTROL DE MÚLTIPLES MICRORREDES PARA SERVICIOS ENERGÉTICOS EN REDES INTELIGENTES

Álvaro S. Sánchez-de-Puerta – Doctorando, Dpto. Ing. Eléctrica y Automática, Universidad de Córdoba

Víctor Girona-García – Doctorando, Dpto. Ing. Eléctrica y Automática, Universidad de Córdoba

Jorge Hurtado – Doctorando, Dpto. Ing. Eléctrica y Automática, Universidad de Córdoba

Antonio Enrique González-Reina – Profesor Titular, Escuela Politécnica Superior del Ejército, Ejército de Tierra

Jorge E. Jiménez-Hornero – Profesor Titular, Universidad de Córdoba

Félix García-Torres – Profesor Ayudante Doctor, Universidad de Córdoba

Resumen: Este comunicado introduce una solución avanzada para la gestión conjunta de múltiples microrredes (MMG) que convierte la agregación de almacenamiento y generación distribuida en una oportunidad de negocio rentable y escalable. Nuestra propuesta combina un control predictivo distribuido –resuelto mediante un modelo MILP de bajo coste computacional– con un agregador centralizado que coordina en tiempo real la oferta y demanda de flexibilidad en el mercado eléctrico. En pruebas de validación con conjuntos de hasta diez microrredes, hemos demostrado que el tiempo de cómputo crece casi linealmente (28 s para 4 MG, 82 s para 10 MG), manteniendo siempre factibilidad y una brecha de optimalidad despreciable. Esta arquitectura simplifica la operativa al eliminar rondas iterativas de negociación entre agentes, reduciendo significativamente la sobrecarga de comunicación y acelerando la respuesta a señales de mercado. Gracias a estas características, nuestra solución está preparada para integrarse con plataformas SCADA y sistemas de trading automatizado, facilitando a agregadores, comercializadoras y operadores de redes la creación de nuevos flujos de ingresos basados en servicios de flexibilidad, al tiempo que contribuye a la estabilidad y descarbonización del sistema eléctrico.

Palabras clave: Microrredes, Control predictivo, Agregador centralizado, Flexibilidad, Mercado eléctrico.

INTRODUCCIÓN

La transición energética hacia un sistema eléctrico completamente descarbonizado requiere un despliegue masivo de fuentes renovables intermitentes, lo que plantea importantes retos de estabilidad y flexibilidad en las redes de distribución. Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA), para cumplir con el “Announced Pledges Scenario” (APS) y avanzar hacia el “Net Zero Emissions by 2050” (NZE), será imprescindible adaptar y reforzar las infraestructuras de transmisión y distribución, así como disponer de mecanismos que permitan gestionar eficazmente la variabilidad y la incertidumbre propias de la generación renovable [1].

En este contexto, los sistemas multi-microrredes (MMG) surgen como un paradigma prometedor: agrupando varias microrredes locales, es posible coordinar la operación de recursos distribuidos (baterías, electrólisis, generadores) para ofrecer servicios de flexibilidad al mercado y al operador del sistema. Sin embargo, los métodos distribuidos basados en ADMM, aunque descentralizados, suelen requerir numerosas rondas de comunicación y presentan convergencia lenta en escenarios de gran escala.

En trabajos previos realizados por los autores [2] se propone una arquitectura híbrida de dos etapas que combina un control predictivo local (Stage 1), basada en el algoritmo de planificación de microrredes con almacenamiento híbrido presentado en [3,4] con un agregador centralizado implementado mediante un modelo MILP-MPC (Stage 2). Esta aproximación reduce drásticamente la sobrecarga de comunicación y acelera la obtención de la solución global, manteniendo una brecha de optimalidad despreciable incluso al escalar a 10 microrredes. Además, abre nuevas oportunidades de negocio para agregadores y comercializadoras al permitirles monetizar servicios de flexibilidad de forma eficiente y confiable.

OBJETIVOS DE LA SOLUCIÓN

El objetivo general es desarrollar y validar un esquema de control supervisado de dos etapas para agregadores de microrredes que permita ofrecer servicios de flexibilidad con alta escalabilidad, velocidad de respuesta y minimización de costes en la prestación de servicios de flexibilidad.

Objetivos específicos:

- Diseñar un controlador MPC local en cada microrred que, mediante la linealización por tramos de la función de coste, calcule en tiempo real su coste marginal de flexibilidad con bajo requerimiento computacional.
- Implementar un agente agregador centralizado (MILP-MPC) que, a partir de las curvas de coste preprocesadas, resuelva en un único paso la asignación óptima de potencia de flexibilidad entre todas las microrredes.
- Evaluar la metodología mediante simulaciones con agrupaciones de hasta 10 microrredes, midiendo tiempos de ejecución (28 s para 4 MGs, 82 s para 10 MGs) y cuantificando la brecha de optimalidad.
- Poner de manifiesto los beneficios para el sector energético: reducción de costes operativos, integración sencilla en plataformas SCADA/IEC 61850 y apertura de nuevas oportunidades de negocio en mercados de reserva y balanceo.

■ METODOLOGÍA

Para dar respuesta a los objetivos planteados, se diseñó una arquitectura de control híbrida de dos etapas.

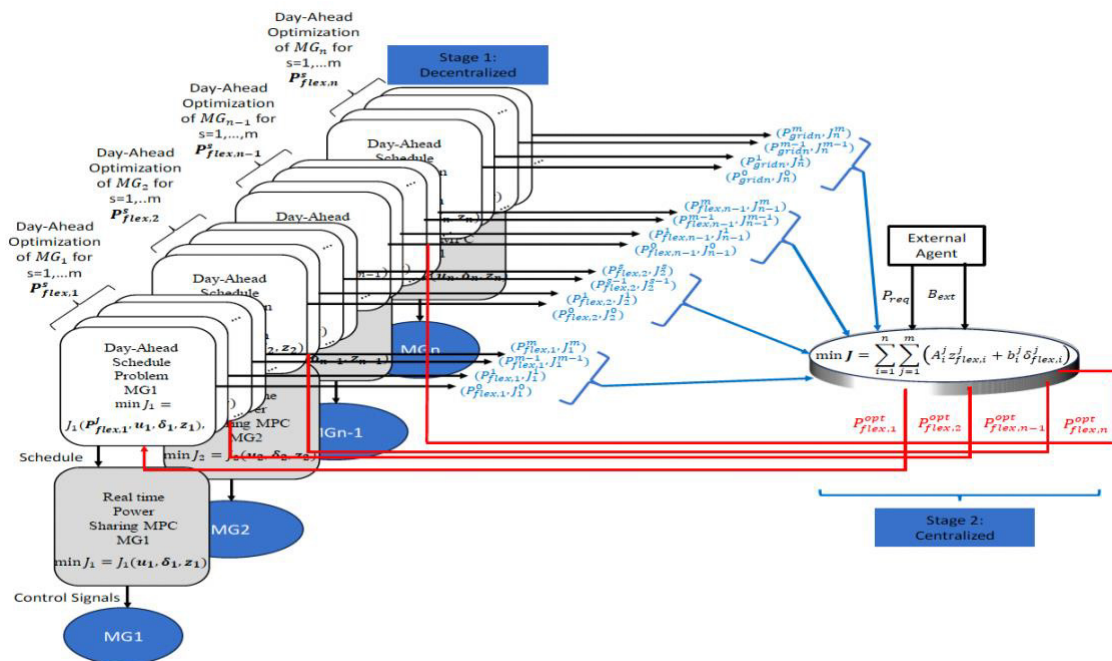


Figura 1: Esquema completo de la arquitectura

Stage 1 – Control Predictivo Local

Cada microrred ejecuta un controlador MPC que, en un horizonte de predicción de 24 h, calcula de forma descentralizada su programación óptima y una curva de coste de flexibilidad segmentada.

	MG1	MG2	MG3	MG4	Hydrogen ESS: $Cost_{degr,elz} = 0.0577 \text{ €/W}$; $Hours = 10000 \text{ h}$; $Cost_{startup,elz} = 0.123 \text{ €}$; $\zeta = 0.23 \text{ Nm}^3/\text{kWh}$; $CC = 8.22 \text{ €/kW}$; $Cost_{ok\&m,elz} = 0.002 \text{ €/h}$; $Cost_{degr,fc} = 0.0018 \text{ €/W}$; $Hours = 10000 \text{ h}$; $Cost_{startup,fc} = 0.01 \text{ €}$; $\zeta = 1.320 \text{ kWh/Nm}^3$; $CC = 30 \text{ €/kW}$; $Cost_{ok\&m,fc} = 0.001 \text{ €/h}$; $w_{LOH} = 1$
PV	5 kWp	17 kWp	8 kWp	10 kWp	
ELZ	1-6 kW	1-8 kW	1-10 kW	1-30 kW	
H2-Tank	5-10 Nm ³	0.1-2 Nm ³	0.2-5 Nm ³	0.1-20 Nm ³	
FC	1-6 kW	2.5-8 kW	1.5-10 kW	1-15 kW	
BAT	$\pm 8 \text{ kW}$ 50 kWh	$\pm 8 \text{ kW}$ 50 kWh	$\pm 10 \text{ kW}$ 25 kWh	$\pm 17 \text{ kW}$ 35 kWh	
Grid	$\pm 70 \text{ kW}$	$\pm 17 \text{ kW}$	$\pm 10 \text{ kW}$	$\pm 19 \text{ kW}$	

Tabla I: Componentes de las microrredes

Tabla II: valores de los componentes de las microrredes

Stage 2 – Agregador Centralizado MILP-MPC

Un agregador central recibe las curvas de coste de flexibilidad de cada MG, las linealiza por tramos (MILP) y resuelve en un único problema optimizado la asignación de potencia de flexibilidad para satisfacer la demanda externa. Al centralizar la toma de decisión, se eliminan las rondas iterativas de negociación entre agentes, reduciendo la latencia y el volumen de comunicaciones.

$$J_{global} = \sum_{t_{flex,o}}^{t_{flex,f}} \left[\sum_{i \in \mathcal{N}} \sum_{s=1}^{n_s} \left(A_s^i z_{flex,s}^i(t_k) + b_s^i \delta_s^i(t_k) \right) + w_{ext} \left(\sum_{i \in \mathcal{N}} P_{flex}^i(t_k) - P_{req}(t_k) \right)^2 \right]$$

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se validó la propuesta mediante simulaciones numéricas en MATLAB R2022b sobre un PC estándar (Intel i5, 8 GB RAM). Los resultados de las simulaciones muestran en primer lugar que, cuando cada microrred opera de forma independiente sin demandas de flexibilidad externas, el controlador predictivo local resuelve el horizonte de predicción de 24 h, un programa que maximiza la venta de energía en las horas más caras y recarga los sistemas de almacenamiento en las horas de menor precio. Como ejemplo, véanse las curvas de operación en las Figuras 2–5, donde SOC es el estado de carga de la batería, LOH el nivel de hidrógeno del tanque, P_{grid} la potencia de la red, P_{bat} la potencia de la batería, P_{H2} la potencia del sistema de hidrógeno, P_{flex} la potencia de flexibilidad requerida y P_{rem} la potencia remanente, que es la diferencia entre la generación y la carga.

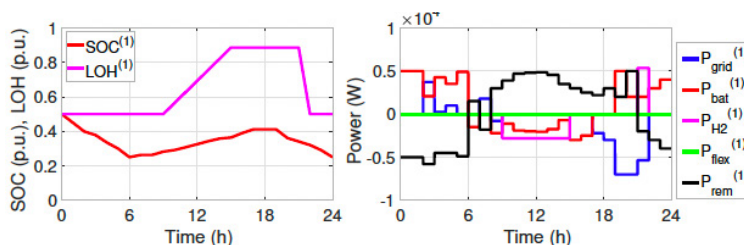


Figura 2: Curva operación local MG1

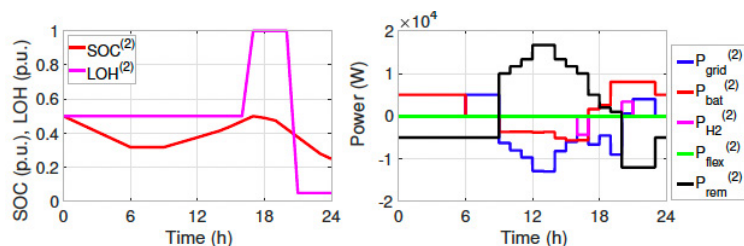


Figura 3: Curva operación local MG2

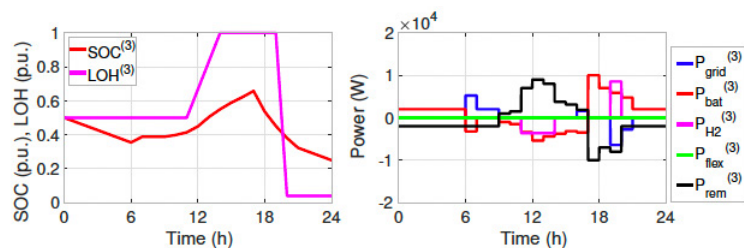


Figura 4: Curva operación local MG3.

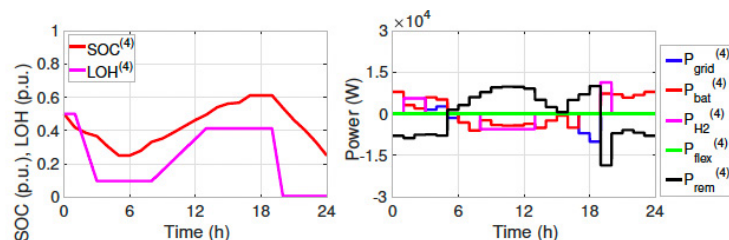


Figura 5: Curva operación local MG 4

Esta etapa garantiza que cada microrred disponga de un “línea base” económicamente óptima antes de considerar cualquier servicio de flexibilidad agregado.

Al incorporar la segunda etapa de coordinación, en la que el agregador centraliza las curvas de coste incremental generadas localmente, se logra asignar la provisión de potencia flexible de forma óptima bajo restricciones de presupuesto. En el escenario de beneficio parcial, la asignación de los 40, 50 y 60 kW requeridos a las 18 h, 19 h y 20 h se reparte entre las cuatro microrredes de acuerdo con los costes más bajos por tramo, como ilustra la Figura 6, dando lugar a un suministro agregado de 36,3, 48,5 y 55,9 kW respectivamente (véanse los valores detallados en la Tabla III y las curvas de operación en las Figuras 7-10).

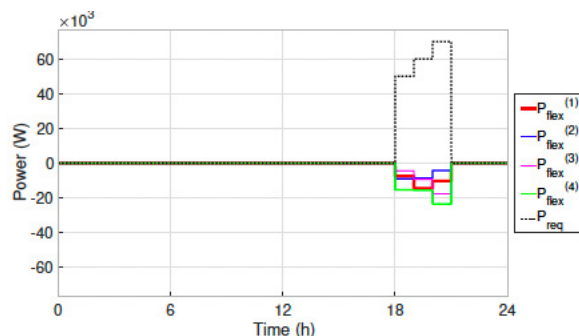


Figura 6: Reparto de flexibilidad con beneficio parcial

	P_{flex}^1 (W)	P_{flex}^2 (W)	P_{flex}^3 (W)	P_{flex}^4 (W)	Total (W)
$t_k = 18h$	7500	9000	4486	15 333	36 320
$t_k = 19h$	14 667	8667	9514	15 667	48 515
$t_k = 20h$	10 333	4283	17 692	23 597	55 905
Total	32 500	21 950	31 693	54 597	140 740

Tabla III: Reparto de flexibilidad con beneficio parcial

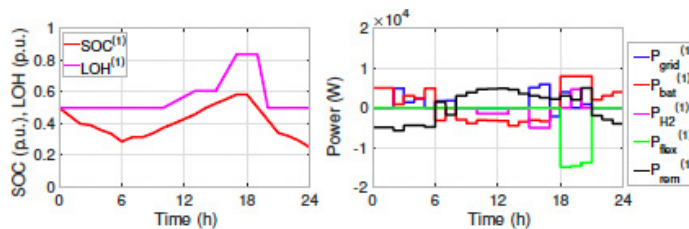


Figura 7: Curva operación flexible MG1

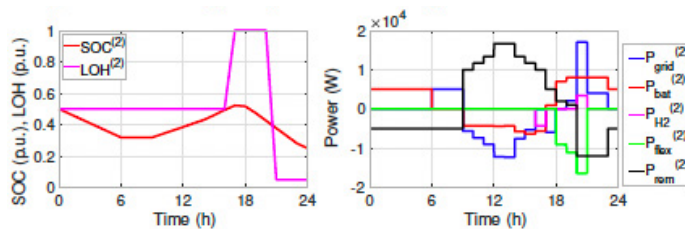


Figura 8: Curva operación flexible MG2

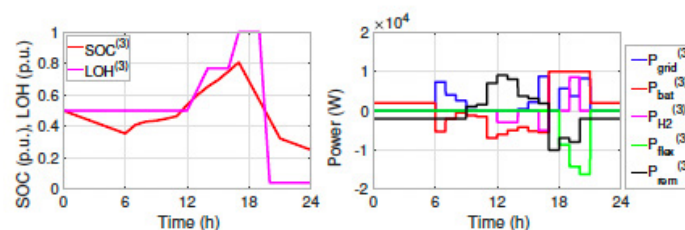


Figura 9: Curva operación flexible MG3

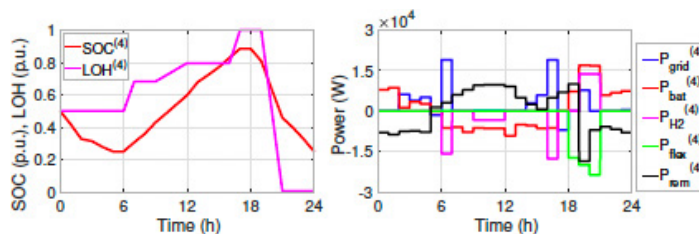


Figura 10: Curva operación flexible MG4

En términos de eficiencia computacional, el agregador resuelve la asignación de flexibilidad para cuatro microrredes en 28 s y para diez microrredes en 82 s, confirmando una evolución casi lineal del tiempo de cálculo con el tamaño de la red (Tabla IV).

Esta elevada escalabilidad, unida a la garantía de factibilidad y a una brecha de optimalidad despreciable gracias a la aproximación por tramos, demuestra que la arquitectura propuesta es adecuada para aplicaciones de mercado en tiempo casi real sin comprometer la calidad de la solución.

Property	4 MGs	10 MGs	Remarks
Computation time (s)	28	82	Nearly linear increase
Feasibility	✓	✓	Always satisfied
Convergence	✓	✓	Consistent at each step
Optimality gap	Negligible	Negligible	Due to piece-wise cost approx.

Tabla IV: Resumen de propiedades computacionales y algorítmicas

CONCLUSIONES Y PRÓXIMOS PASOS

En conclusión, la propuesta de arquitectura de control híbrido para microrredes ofrece un mecanismo eficiente y escalable para convertir la flexibilidad distribuida en un activo comercializable. Gracias al enfoque de doble etapa —con control predictivo local y agregación centralizada mediante MILP—, se consiguen tiempos de cómputo prácticamente lineales con el tamaño de la red, garantizando al mismo tiempo la factibilidad y una brecha de optimalidad despreciable. Este método no sólo simplifica la integración en plataformas de operación existentes, sino que también abre nuevos canales de ingresos para agregadores y operadores al permitir la participación efectiva en los mercados de reservas y balanceo de la red.

De cara al futuro, nuestro objetivo es validar esta solución en entornos reales, comenzando por pilotos en clusters de edificios y campus industriales, donde se evaluará su rendimiento ante variaciones de demanda y condiciones de red reales. Al mismo tiempo, se trabajará en la extensión de la metodología para incorporar modelos estocásticos y robustos de incertidumbre en precios y generación renovable, asegurando un comportamiento óptimo bajo escenarios adversos. Finalmente, estamos desarrollando una herramienta “plug-and-play” que facilite su adopción por parte de agregadores de flexibilidad y empresas de servicios energéticos, de modo que puedan desplegar rápidamente esta solución sin necesidad de adaptar su infraestructura de control ni sus procedimientos operativos.

REFERENCIAS

- [1] International Energy Agency, *Electricity Grids and Secure Energy Transitions*, 2023.
- [2] García-Torres F. et al., “Optimal economic schedule for a network of microgrids with hybrid energy storage system using distributed model predictive control”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 66, no. 3, 2018.
- [3] García-Torres F. et al., “Optimal Economical Schedule of Hydrogen-Based Microgrids With Hybrid Storage Using Model Predictive Control”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 8, pp. 5195-5207, 2015
- [4] García-Torres F. et al., “Gestión avanzada de Microrredes como Mecanismo de Flexibilidad”, V Congreso Smart Grids, 2018, Madrid.

VIRTUALIZACIÓN DE CONCENTRADOR DE DATOS EN NODOS EDGE PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE BAJA TENSIÓN

Autor: Emilio Juan Valdivielso Suárez — Universidad Pontificia Comillas / Doble Máster en Ingeniería Industrial y Smart Grids; Colaborador, Iberdrola i-DE

Supervisores: Aurelio Sánchez Paniagua — Iberdrola i-DE; Javier Matanza Domingo — Universidad Pontificia de Comillas

Resumen:

Este proyecto tiene como objetivo validar técnica y funcionalmente la virtualización del Concentrador de Datos (VDC) en entornos distribuidos de redes eléctricas, como alternativa al hardware embebido tradicional. Se ha realizado un análisis comparativo entre la plataforma previamente testada de Minsait y la solución de edge computing de Barbara, actualmente en fase de evaluación en Iberdrola i-DE, así como frente al concentrador embebido convencional. El estudio ha evaluado su capacidad para soportar aplicaciones críticas en centros de transformación. Se ha llevado a cabo el despliegue completo de un nodo edge basado en Barbara sobre hardware industrial. La equivalencia funcional con la solución actual embebida se ha demostrado mediante pruebas de configuración, interconectividad, adquisición de datos y ejecución de tareas programadas. Además, se ha desarrollado e implementado un caso de uso de regulación de tensión mediante cambiadores de tomas en carga (OLTC) directamente sobre el nodo virtualizado, evidenciando la capacidad de la plataforma para habilitar nuevas funcionalidades de automatización de red. Las pruebas de escalabilidad han confirmado que el VDC puede gestionar más de 6.000 contadores sin comprometer la integridad operativa. Un análisis económico adicional ha puesto de relieve la viabilidad del enfoque virtualizado bajo determinados marcos regulatorios. Más allá de la validación técnica, este trabajo contribuye a la Alianza E4S proponiendo definiciones de interfaces que mejoran la interoperabilidad entre componentes de edge computing. Los resultados sientan las bases para arquitecturas modulares, escalables e interoperables en futuros despliegues de redes inteligentes.

Palabras clave: Plataformas de Procesamiento Distribuido (PPD), Edge Computing, Nodo Edge, Centro de Transformación Inteligente (CTis), Interoperabilidad, Redes Inteligentes, Concentrador de Datos Virtual (VDC).

INTRODUCCIÓN / ANTECEDENTES

La red de distribución eléctrica avanza hacia un modelo digitalizado para mejorar eficiencia, integrar DERs y cumplir objetivos de descarbonización [6]. En este contexto, los Centros de Transformación (CT) son nodos críticos de la red de distribución que requieren nuevas capacidades como gestión dinámica de carga y procesamiento local de datos. Actualmente, estas funciones dependen de hardware propietario (concentradores, RTUs), lo que limita la interoperabilidad y ralentiza la innovación. La virtualización y el edge computing surgen como soluciones para desacoplar software y hardware, reduciendo costes y habilitando control en tiempo real [5]. El VDC (Virtual Data Concentrator) es un caso clave, pues permite adaptar protocolos y añadir funcionalidades sin sustituir miles de equipos. Plataformas como Barbara IoT [1] u Onesait Phyigital Edge [4] facilitan el despliegue seguro y escalable de aplicaciones en nodos edge. Iniciativas como FUTURED [3] y la alianza E4S [2] impulsan arquitecturas modulares e interoperables que eviten dependencias de proveedor y soporten la evolución hacia subestaciones inteligentes.

DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN Y ARQUITECTURA

En este proyecto se implementa un Concentrador de Datos Virtual (VDC) como aplicación contenerizada dentro de un nodo edge industrial, desplegando la plataforma Barbara en modo on-premise dentro de la red OT de Iberdrola i-DE, con una arquitectura segmentada en zonas (OT-DMZ-IT) y comunicaciones seguras mediante mTLS. Además, se realiza una comparación técnica-arquitectónica con la solución Onesait Phyigital Edge (Minsait) para evaluar diferencias en diseño y capacidades. Posteriormente, se valida el funcionamiento del VDC en entornos OT reales, incluyendo la implementación de un caso de uso sobre centros de transformación con regulación de tensión mediante OLTC. Finalmente, el concentrador virtual se somete a pruebas de estrés para determinar sus límites operativos y se lleva a cabo un análisis de viabilidad económica que compara esta alternativa con el despliegue tradicional basado en hardware físico.

METODOLOGÍA

El plan metodológico comprendió:

- Análisis comparativo de plataformas Edge.
- Despliegue on-premise de Barbara OS y documentación de instalación y operación en entorno OT.
- Validación funcional del VDC en laboratorio (configuración, conectividad PRIME, lectura de medidas, tareas programadas).
- Desarrollo del caso de uso OLTC (decisiones de TAP basadas en S21 de contadores representativos, almacenamiento en InfluxDB y visualización en Grafana)
- Prueba de escalabilidad conectando múltiples SS en paralelo.
- Definición de arquitectura modular alineada con E4S y propuesta de interfaces estandarizadas (6: SO-Agente de Nodo; 7: Agente-Aplicaciones; 8: Aplicación-Aplicación).
- Análisis económico comparando escenarios TGUC físico vs. nodo edge+VDC bajo distintos supuestos regulatorios.

RESULTADOS

Validación funcional

El VDC replicó las funciones esenciales de un concentrador físico. Se verificaron S12/B07 (configuración y parametrización), descubrimiento de contadores (S24/G24), lectura de perfiles horarios (S21) y ejecución autónoma de tareas periódicas (S02, S04, S05, S09, T01, T07), con incidencias menores atribuibles al entorno de pruebas (p. ej., incidencias del STG de desarrollo) y no al VDC. La Tabla I presenta un resumen de los resultados obtenidos en la prueba de validación funcional.

<i>Categoría del Test</i>	<i>Test</i>	<i>Satisfactorios</i>	<i>Recibidos en STG o FTP</i>
Configuración y Conectividad	S12 – Informe de Configuración de Fábrica	✓	✓
	B07 – Deshabilitar DLMS Interno	✓	–
	B07 – Configuración Inicial	✓	–
Medidas	S24/G24 – Descubrimiento de Contadores	✓	✓
	S21 – Contador 1 (Sin carga)	✓	✓
	S21 – Contador 7 (Carga: 60 W)	✓	✓
Validación de Tareas Programadas	S05 – Informe de Facturación Diaria	✓	X (Problema STG desarrollo)
	S02 – Perfil de Carga Horario	✓	✓
	S04 – Cierre de Facturación Mensual	✓	X (Problema STG desarrollo)
	S09 – Registro de Eventos del Contador	✓	✓
	T01 – Orden de Reinicio	✓	✓
	T07 – Sincronización Forzada de Hora	✓	✓
	S17 – Registro de Eventos del Concentrador	✓	✓
	S24/S11 – Lista de SM y Estado del NB	✓	X (Sólo S11: Sin NB)
	S14 – Perfil de Tensión y Corriente	✓	X (Sin LVS)
	G01 – Estadísticas de Comunicación (Horario)	✓	✓
	G02 – Estadísticas de Comunicación (Diario)	✓	✓
	G12 – Historial de Rendimiento del CD	✓	✓

Tabla I: Resumen de resultados de las pruebas de validación del VDC

Caso de Uso: Regulación de Voltaje con OLTC

Se seleccionó un CT con transformador con OLTC y buenos KPIs de lectura para usarlo de entorno de pruebas. Las conexiones lógicas entre el VDC las aplicaciones y el CT seleccionado se muestran en Figura 1. El proceso consistió en desarrollar una aplicación con Python en el nodo que solicitaba periódicamente informes S21 a 5 contadores representativos de la red de baja, y calculaba en base a estas medidas las decisiones de TAP (subir/bajar/mantener) con periodo de 5 s, registrando datos los y las decisiones en una base de datos de series temporales y visualizando en dashboards en Grafana. Por razones operativas, las órdenes no se aplicaron físicamente durante el piloto, por lo que las decisiones se muestran en Figura 2.

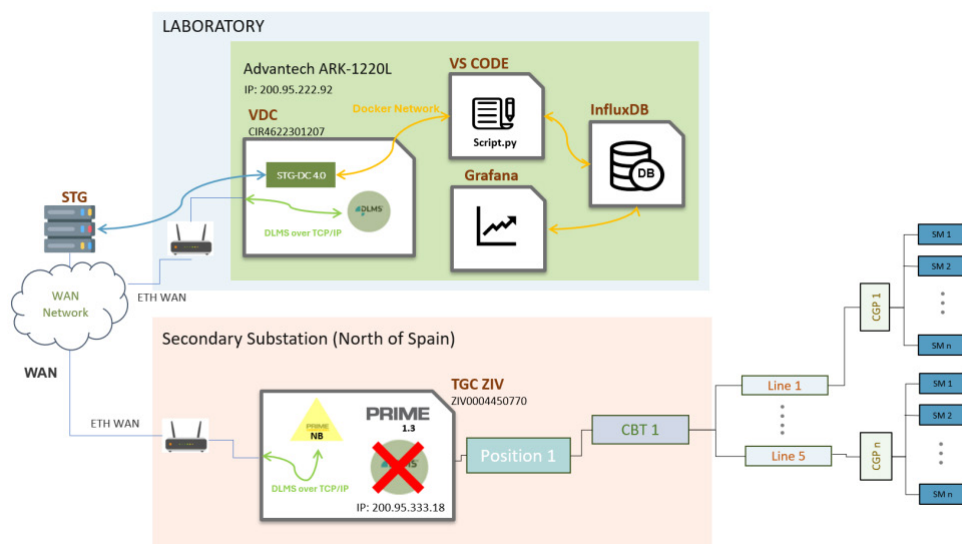


Figura 1: Esquema de las conexiones físicas y lógicas entre el VDC y el CT de campo y de las aplicaciones edge.

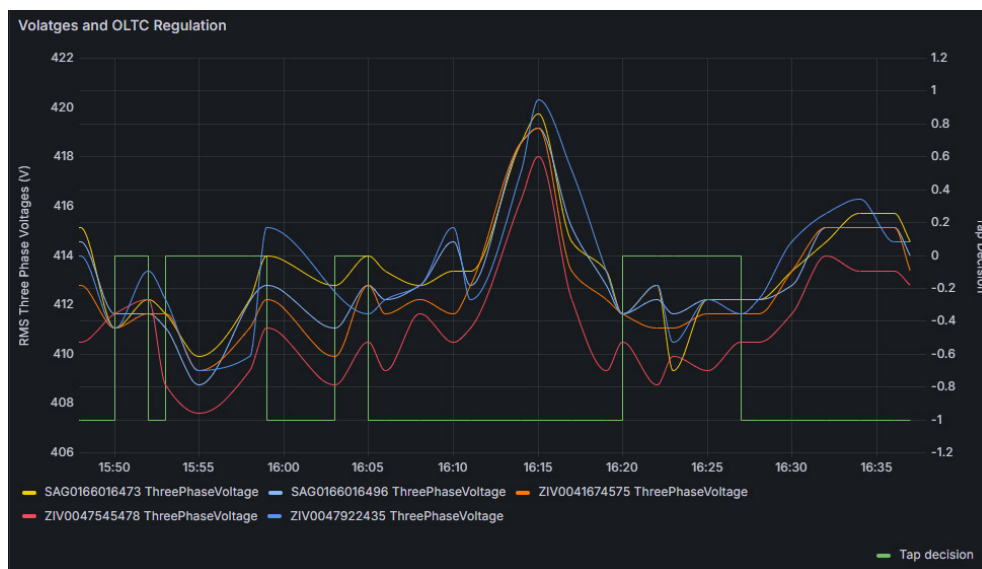


Figura 2: Decisión de la toma del i-Trafo y los perfiles de tensión trifásica de los contadores inteligentes

Prueba de Escalabilidad

El VDC mantuvo comunicación concurrente con ~6000 contadores en 12 CT simultáneamente como se puede ver en la Tabla II a modo de resumen. Además, el nodo Edge presentó márgenes de CPU/RAM durante las pruebas como se muestra en la Figura 3 y evidenciando robustez de hilos concurrentes. El límite práctico vino dado por la falta de claves de seguridad de los contadores inteligentes en el sistema de telegestión de desarrollo, no por saturación del VDC.

Métricas	CTs Conectados	Total Medidores Descubiertos	Pico de Conexiones en Tiempo Real	Media de Conexiones Estables	Comunicación Segura con Medidores	Peticiones de Informes Satisfactorias	Saturación de Recursos del Nodo
Resultados	12 (Centro de Madrid)	7,128	~6,008 medidores	~5,900 medidores	No fue posible (Por falta de claves en el STG de desarrollo)	Sólo respondieron los medidores no seguros (S02, S05)	No se alcanzó el límite

Tabla II: Resumen de resultados de las pruebas de escalabilidad raealizadas sobre el VDC.

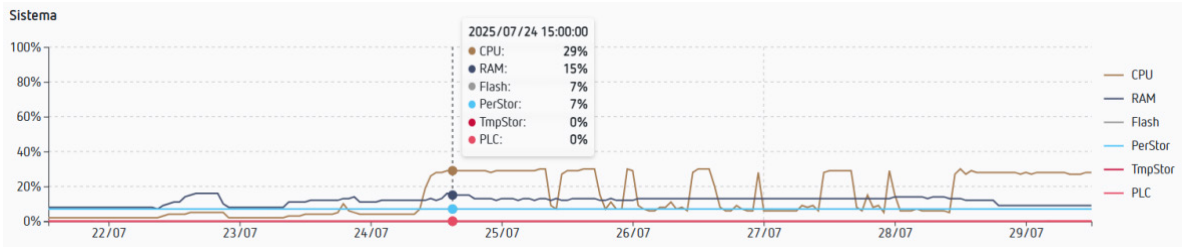


Figura 3: Métricas de consumo de recursos del VDC durante la prueba de escalabilidad

Arquitectura Modular

En cuanto a la arquitectura modular propuesta, se ha definido un modelo alineado con la visión de E4S, dividido en capas bien diferenciadas (hardware, sistema operativo, agente de nodo, aplicaciones) y con interfaces estandarizadas que permiten la interoperabilidad entre componentes de distintos fabricantes. En particular, se han especificado las interfaces 6, 7 y 8 resumidas en la Tabla III que son las que difieren con el diseño preliminar presentado por el E4S en [2] . Esta arquitectura pretende servir al E4S como punto de partida para sustituir el agente del nodo edge o añadir nuevas aplicaciones sin modificar la plataforma base, siempre que se respeten las interfaces definidas, lo que facilita la escalabilidad y la interoperabilidad en entornos distribuidos.

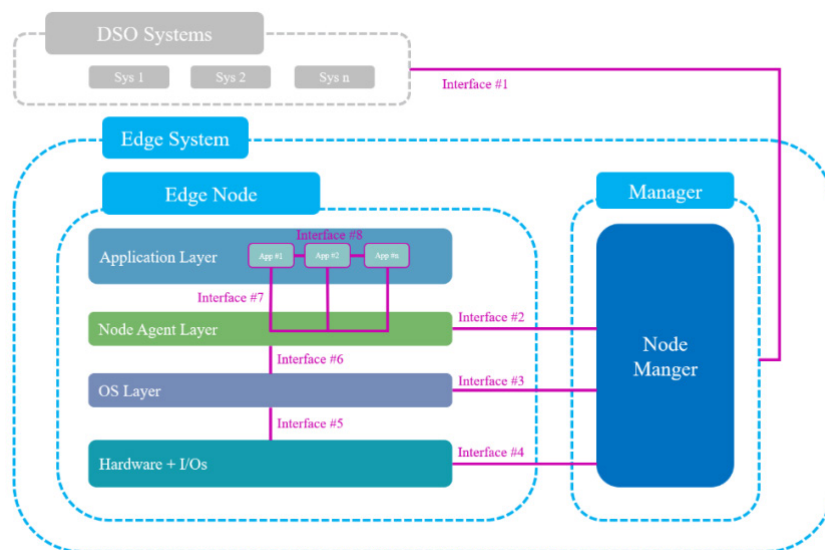


Figura 4: Arquitectura modular propuesta para la solución de edge computing tomando como base la propuesta en [2].

Interfaz	Ámbito	Protocolos Recomendados	Justificación
#6	Capa del Sistema Operativo ↔ Agente de Nodo	Netlink sockets	Eficiente, bajo consumo de recursos, fuerte integración con el kernel (específico de Linux).
#7	Agente de Nodo ↔ Capa de Aplicaciones	MQTT + APIs de Docker	Comunicación ligera, resiliente y desacoplada, con soporte maduro para contenedores.
#8	Aplicación ↔ Aplicación	WoT + CIM	Integración semántica flexible, descubrimiento dinámico, adecuada para escenarios complejos.

Tabla III: Resumen de las recomendaciones de las interfaces para el E4S.

Impacto Económico

Se realizó un análisis económico comparativo entre dos escenarios de modernización de los CT: el despliegue tradicional de concentradores físicos (TGUC) frente a la instalación de nodos edge con VDC. El estudio utilizó datos reales de CAPEX y OPEX de i-DE para equipos, licencias y costes de instalación, considerando un horizonte de 15 años y un WACC del 6,46 % según la propuesta regulatoria 2026-2031. El ritmo de despliegue se modeló mediante una distribución de Weibull, representada en las Figura 5 y Figura 6 junto con el flujo de caja desde el inicio de la remuneración hasta la amortización de los activos. Asimismo, se calcularon indicadores financieros clave (VAN y TIR) bajo distintos supuestos de remuneración regulatoria del software, con el objetivo de identificar el umbral a partir del cual la alternativa edge resulta más ventajosa mostrados en la Tabla IV.

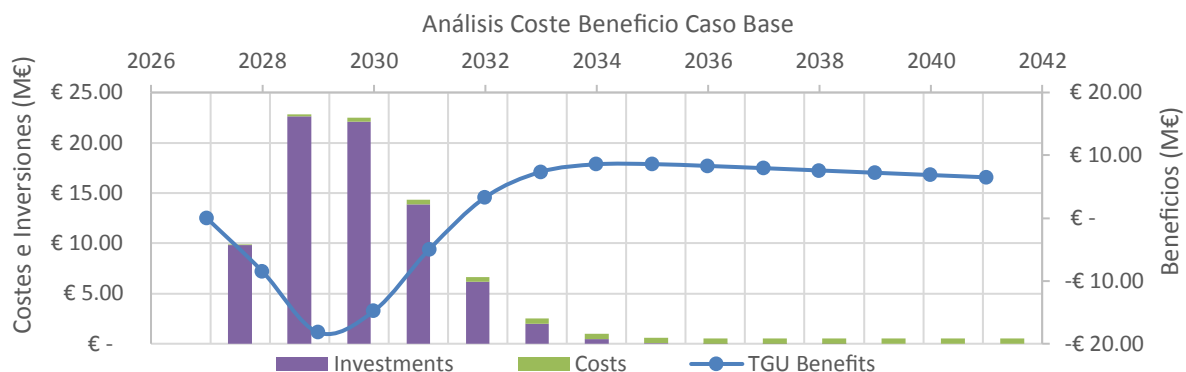


Figura 5: Análisis de coste-beneficio del caso base

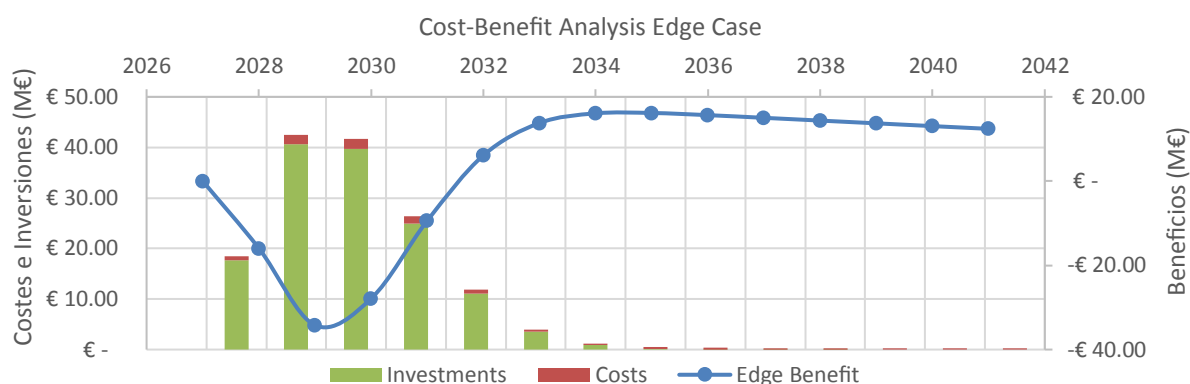


Figura 6: Análisis de coste-beneficio del caso edge (86% remuneración)

ANÁLISIS C&B	VAN	TIR
Caso Base	5,234.11 €	6.462 %
Caso Edge (50 % Remuneración)	-12,947,412.67 €	4 %
Caso Edge (0 % Remuneración)	-31,080,257.63 €	-1 %
Caso Edge (86 % Remuneración)	5,234.11 €	6.462 %

Tabla IV: Resultados del análisis coste beneficio en función de la remuneración por parte del regulador.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

La Tabla I confirma que el VDC reproduce las funcionalidades esenciales de un concentrador físico, gestionando correctamente la configuración, la lectura de medidas y la ejecución de tareas programadas, lo que valida su equivalencia funcional. Por su parte, la Figura 2 evidencia que la virtualización no solo replica funciones existentes, sino que habilita nuevas capacidades en el borde, como la regulación automática de la toma del transformador y la monitorización en tiempo real, evitando la latencia asociada a soluciones en la nube. En cuanto a escalabilidad, la Tabla II muestra que el VDC soporta un volumen de contadores aproximadamente siete veces superior al de un concentrador convencional, manteniendo margen de recursos, aunque las pruebas no incluyeron grandes cargas de peticiones por limitaciones del sistema de telegestión (ausencia de claves). Finalmente, la Tabla IV refleja que la alternativa edge solo resulta económicamente competitiva frente al escenario base si la remuneración regulatoria cubre al menos el 86 % del coste de licencias, mejorando aún más su atractivo si se consideran nuevas funcionalidades como la regulación de tensión desarrollada en este proyecto o la virtualización de otros equipos (p. ej., RTU), especialmente bajo un modelo regulatorio TOTEX hacia el que apunta la CNMC en un futuro cercano.

CONCLUSIONES

Este trabajo ha demostrado la viabilidad técnica de virtualizar el concentrador de datos (VDC) en entornos distribuidos, validando su funcionamiento en escenarios reales de campo. Los resultados de las pruebas funcionales, de escalabilidad y del caso de uso de regulación OLTC confirman que la solución es capaz de replicar las funciones clave del concentrador físico, con flexibilidad adicional para desplegar aplicaciones inteligentes en el edge. La arquitectura modular propuesta aporta un enfoque escalable e interoperable alineado con las iniciativas de estandarización como E4S, facilitando la integración de agentes distribuidos de distintos proveedores. Desde un punto de vista económico, el análisis coste-beneficio ha mostrado que, bajo determinadas condiciones regulatorias, el despliegue de nodos edge con VDC puede ser una alternativa rentable frente a los concentradores físicos tradicionales.

En conjunto, el proyecto sienta una base sólida para avanzar hacia redes más inteligentes, virtualizadas y adaptadas a la transición digital del sistema eléctrico.

REFERENCIAS

- [1] Barbara IoT SL, 2022, Ficha de Producto: Barbara, la plataforma edge industrial cibersegura.
- [2] E4S Consortium, 2025, E4S - DSO Requirements.
- [3] FUTURED, 2021, Centro de Transformación Inteligente: Fundamentos para Distribución de Funcionalidades.
- [4] Indra - Minsait - Eduardo Jiménez Segado, 2020, MiDE4S Libro de Trabajo CT Inteligente: Funcionalidades de control, integración y de gestión.
- [5] Pérez, N. R., 2020, Final Master Thesis: Analysis of an edge-computing-based solution for local data processing at secondary substations, Madrid.
- [6] Iberdrola, www.iberdrola.com, [Online]. Disponible en: <https://www.i-de.es/glosario/smart-grids> (27 mayo 2025).

ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LOS ARMÓNICOS EN REDES RESIDENCIALES DE BAJA TENSIÓN CON CARGA NO LINEAL Y VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Alberto Contreras Mora, Universidad Politécnica de Madrid / Máster en Ingeniería Industrial

Supervisor/es: **Araceli Hernández Bayo**, Universidad Politécnica de Madrid

Resumen: La electrificación progresiva de la sociedad afecta a la calidad de la forma de onda de tensión, sobre todo como consecuencia de los armónicos generados por cargas no lineales. Estas componentes armónicas, producto de la conmutación de componentes semiconductores, afectan negativamente a transformadores y cables de distribución, provocando sobrecalentamientos, interferencias y reducción de vida útil. El estudio que se presenta en este artículo se estructura en cuatro objetivos principales: análisis del impacto de los armónicos en los transformadores según la norma IEEE Std C57-110 – 2018 y comprensión de sus fundamentos, definición de una red de ejemplo con distintos niveles de carga incluyendo vehículos eléctricos, aplicación de un modelo para estimar pérdidas y envejecimiento, y evaluación del sobredimensionamiento del transformador como solución a estos efectos nocivos. Los resultados muestran que, en escenarios con alta penetración de vehículos eléctricos, los transformadores sufren un deterioro significativo. Sin embargo, el sobredimensionamiento del transformador reduce eficazmente el impacto de los armónicos, preservando su vida útil. Este trabajo proporciona una base sólida para futuras investigaciones en el ámbito de la calidad de energía y la integración de tecnologías eléctricas modernas.

Palabras clave: Armónico, Vehículo eléctrico, Norma, Red, Transformador, Potencia, Pérdidas, Vida útil

INTRODUCCIÓN

En el contexto actual de transición energética, la electricidad se ha convertido en un pilar fundamental del desarrollo sostenible, impulsado por la necesidad urgente de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Uno de los sectores más afectados por esta transformación es el transporte, donde los vehículos eléctricos (VE) emergen como alternativa viable a los motores de combustión interna. Con iniciativas como la de la Unión Europea, que busca eliminar la venta de coches nuevos con combustibles fósiles para 2035 (Parlamento Europeo, 2023), se prevé un crecimiento exponencial de VEs conectados a la red.

Este cambio plantea desafíos técnicos relevantes, especialmente relacionados con la distorsión armónica generada por los cargadores de VE, que actúan como cargas no lineales. Estas corrientes armónicas afectan la calidad de la energía y aceleran el deterioro de componentes clave como transformadores y cables, reduciendo su vida útil y aumentando los costes de mantenimiento (E. Téllez, 2018). Por ello, este trabajo analiza el impacto de los armónicos en la infraestructura eléctrica, identificando niveles críticos y proponiendo estrategias de mitigación que garanticen la fiabilidad del sistema en el contexto de la transición energética.

EFFECTOS DE LOS ARMÓNICOS EN TRANSFORMADORES

Para estudiar los efectos que provocan los armónicos en los transformadores, se va a hacer uso de la norma IEEE Std C57.110-2018 titulada: “IEEE Recommended Practice for Establishing Liquid Immersed and Dry-Type Power and Distribution Transformer Capability when Supplying Nonsinusoidal Load Currents” (IEEE, 2018). En ella, se presentan los principales fundamentos para analizar este efecto sobre transformadores de tipo seco e inmersos en aceite. Este estudio se centrará en los transformadores inmersos en aceite, al ser los más comunes en aplicaciones residenciales.

Principios básicos

En este apartado se van a describir los principales fundamentos provenientes de la norma para analizar el efecto de los armónicos en los transformadores, junto con las ecuaciones más relevantes que rigen su comportamiento.

En primer lugar, las pérdidas en los transformadores se pueden dividir en pérdidas en vacío y pérdidas en carga. Estas últimas, a su vez, se dividen en pérdidas I^2R y pérdidas por flujo disperso (P_{TSL}), y por último, estas pérdidas por flujo disperso se dividen en pérdidas en bobinados (P_{EC}) y pérdidas en otros componentes (P_{OSL}).

A continuación, esta norma define un parámetro muy importante en este estudio: el Factor de Pérdidas Armónicas (*FHL*). Este coeficiente mide el aumento relativo de las pérdidas debido a la presencia de armónicos en comparación con las pérdidas que se producirían bajo condiciones sinusoidales puras (solo con la frecuencia fundamental). Su expresión en forma de ecuación sería la siguiente:

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} \quad (1)$$

Donde I_1 es la corriente fundamental e I_h la corriente del armónico de orden h . Por tanto, se puede interpretar que si este factor vale 1, no hay presencia de armónicos en la carga, mientras que si es mayor que 1, hay presencia de armónicos y unas pérdidas asociadas.

Seguidamente, se pueden definir tres ecuaciones para calcular las distintas temperaturas que aparecen en el transformador. La primera consiste en obtener el aumento de temperatura del aceite superior (σ_{TO}), la segunda se centra en el aumento de temperatura en el punto más caliente del conductor (σ_g), y la última en obtener la temperatura en el punto más caliente junto con la ambiente (σ_H).

$$\sigma_{TO} = \sigma_{TO-R} \left(\frac{P_{Corrected}}{P_{Total}} \right)^{0,8} \quad (2)$$

$$\sigma_g = (\sigma_w - \sigma_{TO-R}) \left(\frac{I^2 R + P_{EC-Corr} \times 0,2 \times 0,4}{P_{I^2 R} + P_{EC}} \right)^{0,8} \quad (3)$$

$$\sigma_H = \sigma_{TO} + \sigma_g + \sigma_{amb} \quad (4)$$

Donde σ_{TO-R} es la temperatura del aceite superior, σ_w la temperatura en el punto más caliente del conductor y las pérdidas "*Corrected*" hacen referencia a las pérdidas cuando se les aplica el FHL (se verá en la aplicación posterior). Con todo esto, se puede obtener el factor de envejecimiento relativo (F_{AA}) con la siguiente ecuación:

$$F_{AA} = \exp \left(\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\sigma_H + 273} \right) \quad (5)$$

Observando esta ecuación, cuando este factor es inferior a la unidad, no se produciría pérdida de vida útil en el transformador, mientras que cuando se supera este valor, habría una pérdida de vida útil de magnitud dependiente a la cuantía de este factor.

Aplicación del método a una red

En este apartado se pretende aplicar los conocimientos y ecuaciones previamente descritas a un transformador inmerso en aceite de una red concreta, que alimenta a distintas cargas. Esta red va a constar de 150 viviendas, pero como los cálculos van a ser realizados por fase del transformador, se van a considerar 50 viviendas (carga totalmente equilibrada). Además, algunas de estas viviendas van a tener un vehículo eléctrico cargando, por lo que habrá que tener en cuenta ambas aportaciones de cargas no lineales.

Para abordar este análisis, se van a considerar cuatro casos de estudio:

- Caso I: 50 viviendas sin ningún vehículo eléctrico
- Caso II: 50 viviendas con 10 vehículos eléctricos
- Caso III: 50 viviendas con 20 vehículos eléctricos
- Caso IV: 50 viviendas y todas ellas con vehículo eléctrico

Por esta razón, se comienza con un caso de una red convencional, donde no había vehículos eléctricos conectados, avanzando hacia escenarios más actuales en los que el 20-40 % de las casas poseen uno, hasta acabar con un escenario del futuro en el que todas las viviendas tengan vehículo eléctrico.

A continuación, se pasa a explicar cómo se han obtenido las medidas tanto para las casas como para los vehículos.

Medidas de las viviendas

Para las viviendas residenciales, se ha hecho uso de la base de datos "MEMORIA" (Rodríguez & Hernández, 2021), que consta de medidas semanales de las principales variables eléctricas de la demanda de 25 viviendas realizadas durante los años 2020 y 2021 en España.

Esta base de datos contiene, para cada vivienda medida, un archivo que consta de 4 variables: módulo de los 25 primeros armónicos, fase de estos armónicos, potencia activa y potencia reactiva consumida. Estas medidas están realizadas para una semana completa con 1 minuto de resolución, por lo que cada variable registrada constará de 10.080 valores medidos.

Medidas de los vehículos eléctricos

Para los vehículos eléctricos que cargarán en determinado número de las viviendas se ha utilizado otra base de datos con 25 mediciones distintas realizadas en 2023 en la estación de carga de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales en Madrid (Contreras, 2023).

Con esto, el objetivo que se perseguía era el de generar de igual manera unas medidas semanales para los vehículos eléctricos que cargan en cada casa. Sin embargo, el problema que se presentaba era el de decidir a qué hora iba a empezar cada recarga, ya que el resto del tiempo la corriente y los armónicos debidos al coche eléctrico serían 0.

Para ello, se ha hecho uso de un modelo probabilístico con el que se estima la hora de inicio de cada recarga. Este consiste en un Modelo de Mezclas Gaussianas (GMM) con cinco componentes, basado en mediciones reales y que distingue entre días entre semana y fines de semana (Ochoa et al., 2018). Esta diferenciación es esencial, ya que el comportamiento de los usuarios tiende a variar significativamente en función del día de la semana.

Datos del transformador a utilizar

A continuación, se van a mostrar los principales parámetros que definen el transformador considerado, teniendo en cuenta que estos valores se han obtenido de ejemplos concretos de la norma de referencia (IEEE Std C57.110-2018).

Parámetro	Valor	Unidad
Resistencia de alta tensión (R_{alta})	18,207	Ω
Resistencia de baja tensión (R_{baja})	0,02491	Ω
Potencia nominal (S)	155	kVA
Tensión de alta (U_{alta})	20	kV
Tensión de baja (U_{baja})	400	V
Pérdidas en carga (P_{LL})	35	kW
Pérdidas en vacío ($P_{vacío}$)	9,5	kW
Aumento de temperatura del aceite superior (σ_{TO-R})	55	$^{\circ}\text{C}$
Aumento de temperatura en el punto más caliente del conductor (σ_w)	80	$^{\circ}\text{C}$
Temperatura ambiente (σ_{amb})	35	$^{\circ}\text{C}$
Vida útil nominal del fabricante	30	años

Tabla I. Parámetros del transformador

Cálculo numérico

Ya en este apartado se va a proceder a realizar los cálculos para estimar el impacto de las cargas que conforman nuestra red, haciendo un especial énfasis en la reducción o no de la vida útil del transformador. Para ello, se hará uso de las ecuaciones principales descritas en el apartado anterior.

Se comienza estudiando el Caso I, que consistía en considerar las 50 viviendas sin ningún vehículo eléctrico. Para ello, se empieza sumando las contribuciones de cada vivienda en cada orden de armónico para obtener las corrientes totales de fundamental, tercer armónico, quinto... (impares hasta el 13). Seguidamente, con la ecuación (1), se calcula el FHL, que sale de 1,61.

A continuación, se está en disposición de calcular las diferentes potencias, teniendo en cuenta los datos de pérdidas en vacío y en carga que se tienen del transformador y asumiendo que es inmerso en aceite. Con esto, se obtienen las temperaturas en el conductor, haciendo uso de las ecuaciones (2), (3) y (4), y se llega a que $\sigma_H = 68,91$ °C. Haciendo uso de este valor, se obtiene un factor de envejecimiento relativo de 0,015.

Como este valor es menor que 1, se puede concluir que con esta corriente de carga con armónicos para el caso I sin VE, no se produciría una disminución de la vida útil del transformador.

Estos resultados definen el impacto promedio de la carga considerada en el transformador. En la figura siguiente se muestra la evolución dinámica del impacto.

Para ello, se ha generado el valor del parámetro F_{AA} para cada minuto (medida), considerando el valor de cada componente armónica en ese instante. A fin de poder comparar con los resultados obtenidos en otros escenarios, en la figura 1 se muestra esta evolución temporal de F_{AA} para el resto de los casos también, aplicando las mismas ecuaciones y método, pero añadiendo las contribuciones de las corrientes y los armónicos de los vehículos eléctricos considerados en cada escenario.

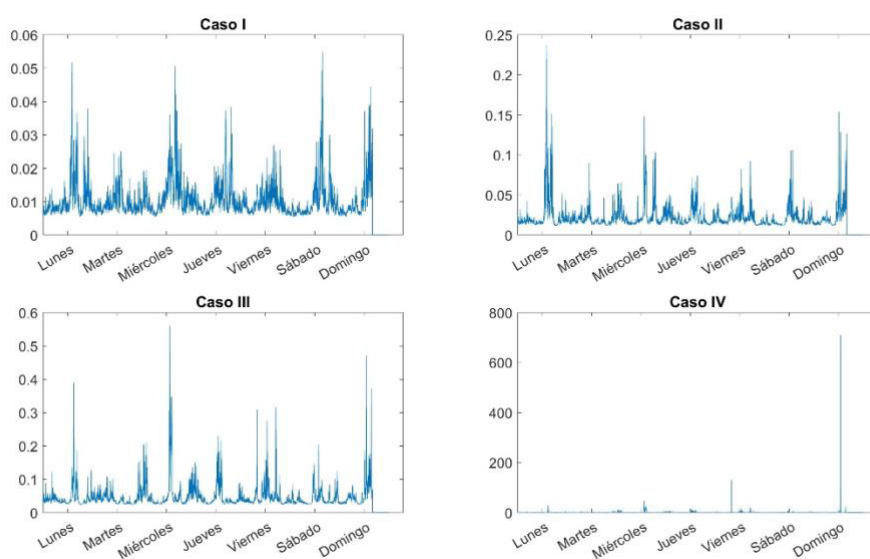


Figura 1. Evolución temporal del factor de envejecimiento relativo para cada caso

Como se puede observar, para los tres primeros casos (50 viviendas y hasta 20 vehículos) este factor se mantiene en todo instante por debajo de la unidad, por lo que se podría asegurar que no se produciría pérdida de vida útil en el transformador. En cambio, para el Caso IV, aunque la mayoría del tiempo se mantiene por debajo de 1, aparecen algunos picos con valores extremadamente elevados de hasta 700.

La razón por la que aparece ese pico tan pronunciado de 700 se debe a que en ese instante la corriente en el transformador es alta, y se añade que los distintos armónicos en tanto por ciento con respecto al fundamental son muy elevados. Por ello, se juntan las dos variables que hacen que se produzca una mayor afectación al transformador.

Aunque la media sea 0,85, sería intolerable para el transformador experimentar un factor de envejecimiento así de alto, ya que en esos instantes, estaría sometido a una corriente que podría ser dos o tres veces su nominal, y por tanto, inadmisibles. Es cierto que este caso de 100% de vehículos eléctricos es aún irreal, pero en el futuro todo parece indicar que sí que se podría dar, y por tanto, es de vital importancia estudiarlo.

Por esta razón, se va a plantear una posible solución para intentar mitigar este efecto al máximo posible.

EFFECTO DEL SOBREDIMENSIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR EN SU VIDA ÚTIL

En este apartado se va a estudiar el efecto que puede tener el sobredimensionar la potencia del transformador con respecto a la que necesitaría en condiciones nominales.

En el apartado anterior, se han podido analizar cuatro casos de red que alimenta el transformador, y en todas ellas se ha visto el efecto de su carga con armónicos sobre su vida útil. Pero todos esos cálculos se han realizado escogiendo un transformador con una potencia muy ajustada a la potencia demandada, sobre todo en el caso IV, pero ahora se va a sobredimensionar para ver si se obtienen conclusiones interesantes que puedan ofrecer nuevas vías de estudio.

Para llevar a cabo este análisis, se va a escoger el Caso IV, ya que es el único en el que se produciría pérdida de vida útil de manera considerable. Se van a considerar dos grados de sobredimensionamiento de la potencia del transformador, uno primero de 1,25 veces la potencia nominal y otro de 1,55 veces. Para el primer caso, la nueva potencia nominal sería de 194 KVA, mientras que para el segundo sería de 241 KVA.

Para ello, se repiten los mismos cálculos efectuados anteriormente, y se obtienen unos factores de envejecimiento relativo promedio de 0,11 y 0,032, mucho menores al 0,85 que sería sin sobredimensionamiento. Por ello, estos datos indicarían que no se produce pérdida de vida útil en el transformador. Pero hay que tener en cuenta que estos valores se obtienen realizando los cálculos de manera estática, es decir, aplicando las medias a todos los valores temporales, y dan la idea de lo que ocurriría en promedio.

Pero esto no es suficiente para estar seguros de que no habrá problemas en el transformador, ya que es necesario considerar lo que ocurre en cada instante, como los picos que se observaban anteriormente. Por ello, se vuelven a realizar los cálculos, pero esta vez considerando todos los valores de cada minuto, para obtener la evolución temporal de F_{AA} en todo instante. En la siguiente figura se muestra esta evolución temporal con los dos escenarios de sobredimensionamiento estudiados

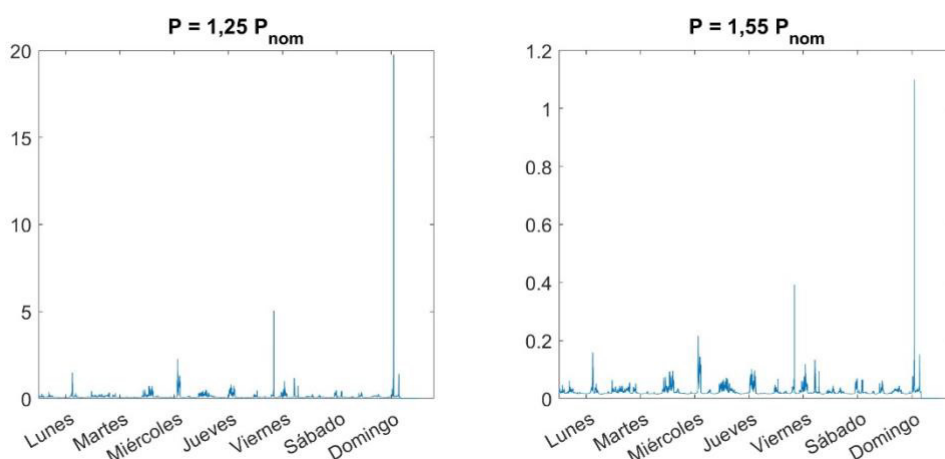


Figura 2. Evolución temporal de F_{AA} con los dos escenarios de sobredimensionamiento

Como se puede observar, con ambos grados de sobredimensionamiento se reduce en gran medida el factor de envejecimiento relativo, pero en el caso del 25%, aún quedarían algunos picos considerables (20, 5 y 3) que afectarían a la vida útil del transformador. Por esta razón, no sería suficiente con ese valor y se tendría que recurrir al sobredimensionamiento del 55%, ya que mantiene todos los valores por debajo de la unidad.

Consecuencias de la sobrecarga en el transformador

Como se ha visto en el apartado anterior, el hecho de sobredimensionar el transformador reduce de forma muy significativa el daño que éste puede sufrir a costa de la carga con armónicos, pero, dependiendo de la magnitud del sobredimensionamiento, esto puede no ser suficiente y causar problemas al transformador.

El primer efecto al que se puede llegar en este tipo de situaciones sería el de aumentar de forma significativa y en exceso su temperatura. Aunque los picos de sobrecorriente sean de corta duración, es decir, segundos o minutos, la degradación que puede sufrir el aislamiento puede ser severa y acortar mucho su vida útil. Es cierto que la temperatura tiene una inercia térmica y no aumenta de forma instantánea, pero es un efecto que hay que tener muy controlado.

Por otro lado, otro efecto negativo asociado a los picos de corriente puede ser el de la saturación del núcleo. Esto ocurre cuando el pico de corriente está asociado también a una sobretensión. Las consecuencias de este hecho son la distorsión de la forma de onda, un aumento de las pérdidas y ruidos electromagnéticos.

Por último, la consecuencia de todos estos efectos que pueden ocurrir puede llevar a la activación de protecciones. Esto es algo positivo, ya que evitaría que se produjeran daños mayores o irreversibles en el transformador, pero conllevaría la interrupción del servicio, lo que provocaría grandes consecuencias en las personas y equipos que se abastecen desde esa red. Por esta razón, nunca es deseable que se produzcan estos efectos en el transformador.

CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en este trabajo evidencian la importancia de considerar los armónicos generados por cargas no lineales, como los vehículos eléctricos, en la vida útil de los transformadores. A través de la aplicación de la norma IEEE Std C57.110-2018 y el análisis de casos prácticos con datos reales de viviendas y vehículos eléctricos, se ha demostrado que, en escenarios con una penetración moderada de vehículos (hasta un 40%), el transformador no sufre un deterioro significativo. Sin embargo, en situaciones más exigentes, como el caso de 50 viviendas y 50 vehículos eléctricos, se observan efectos perjudiciales notables, con picos de corriente y distorsiones armónicas que comprometen seriamente la correcta operación del transformador.

Ante este escenario, se ha evaluado la estrategia de sobredimensionar el transformador como medida de mitigación. Los resultados muestran que esta solución reduce de forma considerable el impacto de los armónicos, llegando incluso a eliminar por completo la pérdida de vida útil en algunos casos. Esta conclusión refuerza la necesidad de adaptar el diseño de las infraestructuras eléctricas a las nuevas demandas del entorno residencial moderno, especialmente en contextos de electrificación creciente.

Esta publicación es parte del proyecto PID2022-141609OB-I00 financiado por MCIN/AEI /10.13039/501100011033 y por FEDER Una manera de hacer Europa.

REFERENCIAS

- A. Contreras, 2023, Análisis de las inyecciones armónicas de la carga de EVs en las instalaciones de la escuela
- E. Téllez, 2018, Distorsión Armónica, Programa de Ahorro de Energía
- IEEE, 2018, Liquid Immersed Distribution Transformer Capability when Supplying Nonsinusoidal Load Currents
- Ochoa, Q-T. & Butler, 2018, Statistical Representation of EV Charging: Data Analysis and Applications, Dublín
- P. Rodríguez & A. Hernández, 2021, Measurements of residential injections of harmonics – MEMORIA
- <https://www.europarl.europa.eu/prohibicion-de-vender-coches-de-gasolina-y-diesel-en-2035> (20 marzo 2023)

TOWARDS COORDINATED FLEXIBILITY ACQUISITION MECHANISMS: A FRAMEWORK FOR AN EFFICIENT DESIGN

Eliana Ormeño, Predoctoral researcher, IIT (Pontifical Comillas University)

José Pablo Chaves Ávila, Associate Professor, IIT (Pontifical Comillas University)

Matteo Troncia, Research Assistant Professor, IIT (Pontifical Comillas University)

Abstract: This paper analyses three acquisition mechanisms: network tariffs, flexible connection agreements, and local flexibility markets. Building on work from the BeFlexible project and aligned EU initiatives (ISGAN, BRIDGE), we identify and classify each mechanism's design dimensions and implementation options. The study emphasises the role of signals, which must align economic incentives with spatial, temporal, and technical system needs. Furthermore, we explore the interplay between mechanisms, highlighting risks of inefficiencies (e.g., overlapping or conflicting signals) when applied independently. This work provides a conceptual and practical foundation for policymakers, regulators, and system operators to enhance the effectiveness and coherence of flexibility acquisition strategies in evolving power systems.

Keywords: Flexibility, network tariffs, flexible connection agreements, local flexibility markets.

INTRODUCTION

The transition of power systems is driven by the rapid growth of renewable energy sources (RES), end-use electrification, and greater consumer involvement. While crucial for decarbonisation, these trends increase variability, uncertainty, and bi-directional power flows, creating new challenges for system operators. Transmission System Operators (TSOs) and Distribution System Operators (DSOs) must cope with these challenges; however, this paper focuses on the distribution level. Therefore, DSOs must address local network problems such as congestion (overloads) of lines and transformers and bus voltage violations (under- and over-voltages). As shown in Figure 1 [1], these network needs have traditionally been managed through grid reinforcements, but such solutions are less appealing nowadays due to high costs, long lead times, and regulatory or environmental barriers.

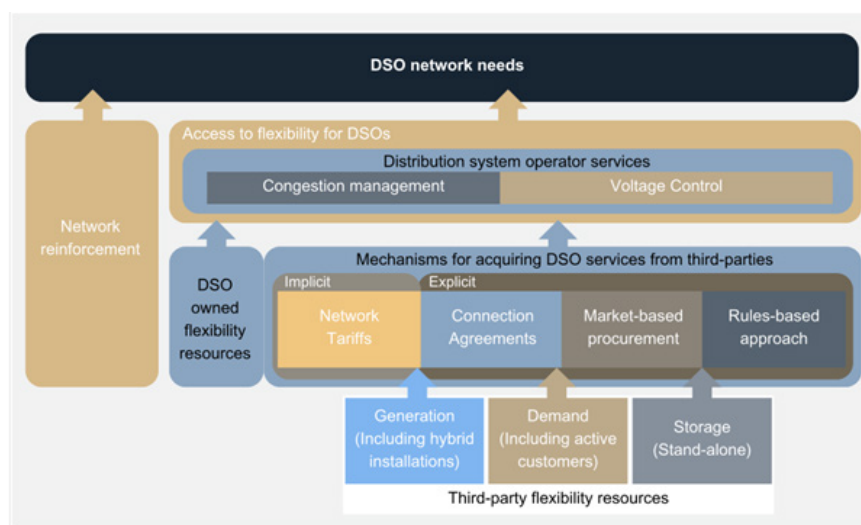


Figure 1. Mechanism for DSOs to address network needs. Source: [1]

An alternative to grid reinforcements is leveraging flexibility from available resources to provide system services [2]. Flexibility refers to the ability to adjust generation or consumption in response to external signals (price or activation), thereby supporting efficient grid planning and operation [3], [4]. Furthermore, flexibility is being reinforced as a key tool for efficient grid management through European regulatory initiatives [3], [5] and demonstration projects [6], [7], [8]. At the distribution level, DSOs mainly require flexibility for congestion management (congestion mitigation) and voltage control (addressing voltage violations). This flexibility can be obtained either from DSO-owned assets (e.g., reconfiguration, capacitor banks, power electronics) or from third-party resources such as distributed generation, demand response, and storage [4].

Different acquisition mechanisms can be considered to enable third-party provision [2]. These are generally divided into implicit mechanisms, such as network tariffs that embed economic signals to incentivise efficient customer behaviours, and explicit mechanisms, such as local flexibility markets (LFMs), flexible connection agreements, or rule-based schemes, where flexibility service providers commit to provide predefined services under contractual or market-based arrangements. The effectiveness of each mechanism depends on its design characteristics and alignment with system needs [2]. This paper analyses the acquisition mechanisms of network tariffs, flexible connection agreements, and LFMs (excluding rule-based approaches as they are country-specific). This work builds on assessments conducted within the EU project BeFlexible and is complemented by collaboration with the initiatives ISGAN and BRIDGE. The study identifies key design dimensions and options, integrating feedback from partners across these projects. These dimensions capture the characteristics of each mechanism, and the design options denote the feasible implementation values of a specific dimension. This approach allows for examining how signals can be embedded in each mechanism design and offers a basis for coordination by identifying potential overlaps or conflicts that may cause inefficiencies when multiple acquisition mechanisms coexist within the same jurisdiction.

FLEXIBILITY ACQUISITION MECHANISM DESIGNS

Network Tariffs.

Network tariffs recover grid costs (investment, operation, and maintenance) by charging customers for their network usage. Beyond this, it can also be employed to send economic signals to promote efficient consumption and mitigate congestion [9]. Their main design dimensions are shown in Figure 2 and summarised in Table 1. These have also been grouped into meta-dimensions based on shared characteristics among several dimensions and their common impact on other acquisition mechanisms.

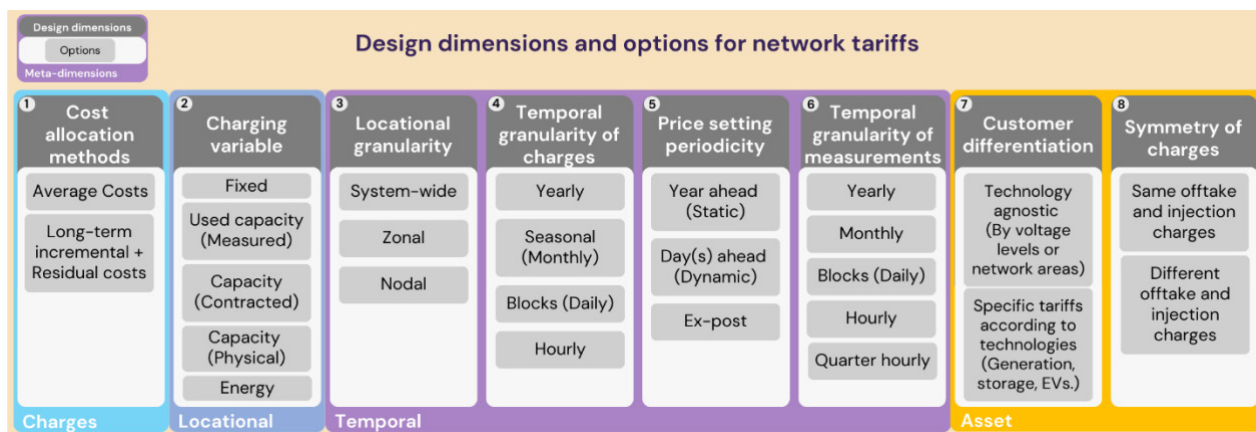


Figure 2 Design dimensions and options for network tariffs

Table 1 Description of the design dimensions and options for network tariffs

Cost Allocation methods: These represent how recognised costs must be recovered and assigned to customers. Network tariffs can be designed considering the current network costs divided by the total consumption (*Average Costs*). Alternatively, considering the current network costs and future (expected) investment to encourage customers to reduce their network usage, plus the residual costs necessary to recover remaining costs (*Long-term Incremental + Residual Costs*).

Charging variable: It defines how costs are allocated to customers. It can be a fixed value assigned per customer (*Fixed*), established as a power-based (kW) charge (*Capacity charge*), or set based on energy (kWh) consumption (*Energy charge*). For the Capacity charge, there are three possibilities: based on the maximum peak demand (*Used Capacity (measured)*) and is determined ex-post; or according to a predetermined value in the connection contract (*Capacity (contracted)*); or dependent on the physical availability of the installation (*Capacity (physical)*). Fixed charges can be associated with customer size, wealth, or other variables, but not with energy or capacity.

Locational granularity: It can be understood as how a location is partitioned to allocate network charges. It can be uniform across an entire country (*System-wide*), distinguished by differentiated areas (*Zonal*), or based on connection points (*Nodal*).

Temporal granularity of charges: It can be understood as how time is partitioned for allocating network charges, resulting from generation and demand profile changes and their impact on the network conditions. It can be uniform throughout the year (*Yearly*); vary between seasons in the year, considering specific months (*Seasonal (monthly)*); or it can be divided into time blocks (Blocks (*daily*)), such as hours within a day or across seasons, etc.; or it can be ranged by hours (*Hourly*).

Price setting periodicity: It measures how often network charges are recalculated. This periodicity can be set once a year (*Year ahead (static)*), based on network usage forecast for the next day (*Day(s) ahead (dynamic)*), or after network usage (*Ex-post*).

Temporal granularity of measurements: It refers to the subdivision of time for data collection using appropriate equipment, such as smart meters. Lower granularity provides highly detailed data. It can be based on one measure in the year (*Yearly*), every month (*Monthly*), by blocks (*blocks (daily)*), every hour (*hourly*), or every 15 minutes (*Quarter hourly*).

Customer differentiation: It refers to the possibility of tailoring network tariffs based on specific technologies or equipment (*specific tariffs according to technologies (Generation, Storage, EVs, etc.)*). Alternatively, customer differentiation could be based on voltage levels or specific grid areas (*By Voltage levels or network areas*).

Symmetry of charges (Energy or capacity components): It states if network charges can be symmetric for energy withdrawals and injections, i.e., the same charge but with the opposite sign (*Same network and injection charges*), or if energy withdrawals and injections have different network charges (*Different network and injection charges*).

Flexible connection agreements

Rising congestion risks are challenging firm grid access, leading some EU countries to adopt flexible (non-firm, alternative, conditional) connection agreements that allow new customer connections to the grid but with possible capacity or timing limitations [10]. Though full access is not ensured, these agreements offer a cost-effective way to manage congestion via curtailments. Their design dimensions are shown in Figure 3 and summarised in Table 2, and they are also grouped into meta-dimensions.

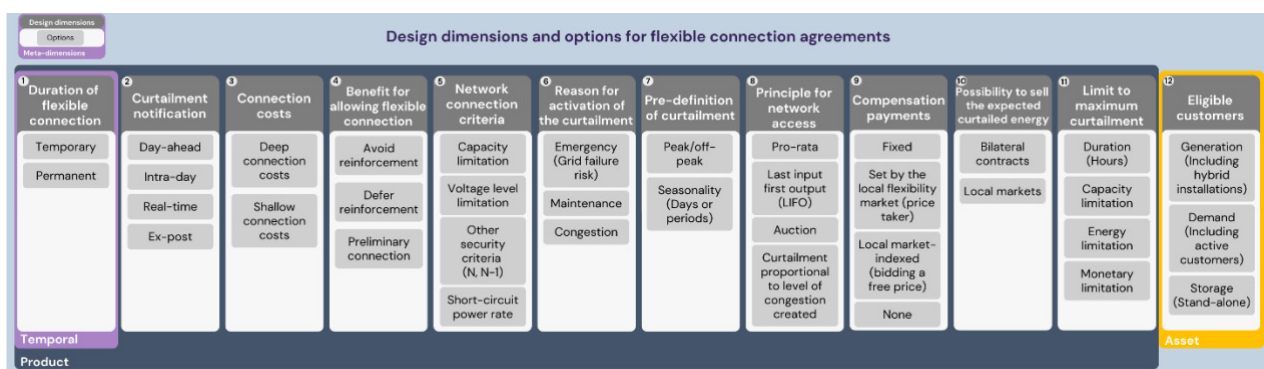


Figure 3 Design dimensions and options for flexible connection agreements

Table 2 Description of the design dimensions and options for flexible connection agreements

Duration of flexible connection: It can be temporary (*Temporary*), for example, waiting until network reinforcement becomes the most efficient solution. Or it can be permanent (*Permanent*) flexible connection agreements when network expansion is not possible, or it is extremely costly.

Curtailment notification: It indicates how much in advance customers receive the order for the curtailment. It can be one day before (*Day-ahead*), hours before on the same day (*Intra-day*), or in intervals less than a fraction of an hour (*Real-time*). In some cases, notifications may also be made after the outage due to an immediate response to unforeseen events (*Ex-post*).

Connection costs: These refer to the costs assigned to new customers or those who want to increase their current capacity to cover required network reinforcements. It can be determined whether network reinforcement is needed to accommodate the additional demand (*Deep connection costs*) or if new customers can connect without added charges (*Shallow connection costs*).

Benefit for allowing flexible connection: They can be used to avoid reinforcement when upgrades are not feasible (*Avoid reinforcement*), postpone investments when deferral is more cost-effective (*Defer reinforcement*), or can provide provisional access for customers during ongoing grid reinforcement, mitigating long waiting times (*Preliminary connection*).

Network connection criteria: These refer to grid conditions that determine the need for flexible connections. The capacity grid might be restricted during specific timeframes (*Capacity limitation*), can be limited to tension levels (*Voltage level limitation*), or according to particular measures, such as N-1 (*Security criteria*), or short-circuit power rating (*Short-circuit power rate*).

Reason for activation of the energy curtailment due to flexible connection: It may occur during outages (*Emergency*), planned grid works requiring temporary reductions (*Maintenance*), or when demand variations restrict access capacity (*Congestion*).

Pre-definition of curtailment: It identifies the potential hours of curtailment. If congestion occurs due to demand variations, flexible hosting capacity might be assigned as peak/off-peak capacity (*Peak/off-peak*). Alternatively, it may follow the resource's seasonal availability, over specific days or periods (*Seasonality*).

Principle for network access: It refers to the methodology to assign curtailment. All customers connected can be curtailed equally (*Pro-rata*), with the same percentage of available energy or the same amount of capacity. Also, the last customer to connect is the first to be curtailed (*Last-in-first-out (LIFO)*). Curtailment is assigned according to an auction scheme (*Auction*). Or, when the customer with the highest participation in the congestion is curtailed first (*Level of congestion created*).

Compensation payments for energy curtailment: The compensation payment can be arranged as a flat price (*Fixed*). If curtailable connections participate in an LFM as a price taker, compensation is determined from the LFM price (*Set by the Local Flexibility Market (LFM)*). Both SO and customers can prefer a variable payment to consider future changes in SPOT and flexibility prices (*Local Market-indexed*). Or flexible connections may be granted without a payment (*None*).

Possibility to sell the expected curtailed energy: For upstream congestions, customers could sell their electricity to others in the same feeder. This could be enabled via an LFM (*Local Markets*) or by a negotiation process (*Bilateral Contracts*).

Limit to maximum curtailment: It offers customers certainty about curtailment. Setting a maximum duration (*Duration (hours)*) for curtailment in hours per year. Imposing a maximum capacity curtailed (*Capacity Limitation*), either complete disconnection or partial, with a minimum agreed capacity. Limiting maximum energy curtailed (*energy limitation*) annually, in MWh or % of available energy. Or with a maximum economic value of curtailed energy (*Monetary limitation*), in € or % of potential earnings.

Eligible customers: It means that, depending on the state of network congestion, flexible connections might be offered to customers of different technologies. It can cover generation, including hybrid facilities (*Generation*). Consumption (*demand*), including active customers. Or storage systems (*Storage*) that operate as stand-alone systems are also included.

Local flexibility markets.

A Local Flexibility Market (LFM) enables the trading of flexibility products from DERs to address local network problems. By following a structured process of prequalification, activation, and settlement, LFMs can establish a transparent, market-based framework where service providers offer flexibility and system operators (or neutral entities) procure it as needed [4]. The main meta-dimensions, design dimensions and options are illustrated in Figure 4 and summarised in Table 3.

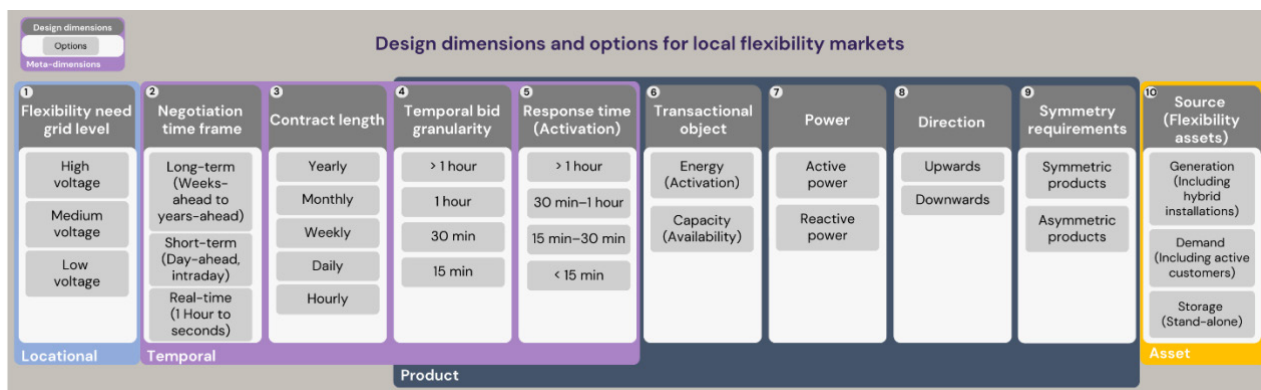


Figure 4 Design dimensions and options for local flexibility markets

Table 3 Description of the design dimensions and options for local flexibility markets

Flexibility need - grid level: It refers to the specific voltage level on the grid where local flexibility services are required to solve network problems: *High Voltage*, *Medium Voltage*, or *Low Voltage*.

Negotiation time frame (Gate Opening and Closure for participation): Refers to the window in which participants submit flexibility offers. At gate opening, DSOs publish requirements, and at gate closure, the clearing process matches offers with needs under technical constraints. This can be long-term (*Weeks to years ahead*), short-term (*Day-ahead, intraday*), or real-time (*1 hour to seconds*).

Contract length: It defines the duration for which a service contract is established with a commitment from the flexible resources to remain available. This period can be one year (*Yearly*), occur monthly (*Monthly*), seven-day periods (*Weekly*), cover a single day (*Daily*), or even real-time availability with short-term notice (*Hourly*).

Temporal bid granularity: It corresponds to the temporal resolution, or the market time unit interval, at which flexibility needs change, and service providers must be capable of responding uninterruptedly. It can vary from greater than an hour (*>1 hour*), providing bids in hourly or more extended time-blocks, one-hour (*1 hour*), 30-minute (*30 min*), or 15-minute intervals (*15 min*).

Response Time (Activation): Time needed for a resource to adjust after an activation command, either ramp-up or ramp-down. Resources are classified as slow (*> 1 hour*), moderate (*30 min – 1 hour*), fast (*15–30 min*), or near-instantaneous (*<15 min*).

Transactional Object: Refers to the commodity traded for providing flexibility. It can be *Capacity (Availability)*, i.e., a commitment to remain on standby, or *Energy (Activation)*, i.e., the real-time injection or absorption of energy.

Power: Refers to the type of power needed to solve network problems. *Active Power* is typically used for line or transformer congestion, while *Reactive Power* addresses voltage violations (overvoltage/undervoltage) at buses.

Direction: Indicates how flexibility is required. *Upwards* means increasing generation or reducing consumption, while *Downwards* means decreasing generation or increasing consumption.

Symmetry Requirements (Upwards/Downwards): Define if products must provide balanced flexibility in both directions (*Symmetric products*) or can be tailored to different needs for each direction (*Asymmetric products*).

Source (Flexibility assets): Refers to the assets providing flexibility. These include *Generation (including hybrid plants)*, *Demand (including active customers)*, and *Storage (stand-alone)*, such as batteries.

How to incorporate signals into the flexibility acquisition mechanisms through design dimensions and options.

The effectiveness of flexibility acquisition mechanisms depends on their structural design and how well they incorporate signals that guide customer- and resource-efficient behaviours. These signals must align economic incentives with network needs, reflecting the electrical system's spatial, temporal, and technical characteristics. For instance, in the case of network tariffs, to cite a few design dimensions, the choice of *cost allocation methods* determines how strongly customers are exposed to the drivers of network costs, thus, average costs provide weak incentives. In contrast, long-term incremental + residual costs explicitly link demand to future investments, encouraging demand reduction in critical periods with potential network problems. Similarly, *locational granularity* introduces spatial differentiation, with zonal or nodal charges signalling network constraints more effectively than system-wide approaches but more complex to implement. Also, *temporal granularity of charges* reinforces these incentives by reflecting time-varying network conditions, where seasonal or daily blocks highlight recurrent patterns of network problems; whereas, hourly or sub-hourly tariffs provide stronger real-time signals, contingent on advanced metering and consumer responsiveness.

For flexible connection agreements, signals are delivered through the terms of access. *Pre-defining curtailment windows* informs customers about when restrictions may occur, distinguishing demand-driven limitations (peak/off-peak or seasonal). *Compensation payment* mechanisms shape customer acceptance, with fixed payments providing predictability, and market-indexed options linking remuneration to system conditions or LFM prices, thereby valorising flexibility. In the case of local flexibility markets, explicit signals are structured through product design. *Temporal bid granularity* defines the resolution at which resources respond, from hourly services to 15-minute activations for fast assets. The *transactional object* distinguishes between availability commitments and real-time delivery, sending differentiated signals on capacity and energy value. Also, specifying active or reactive power directly signals whether the service targets congestion mitigation or voltage regulation.

COORDINATION AND INTERPLAY OF FLEXIBILITY ACQUISITION MECHANISMS

Although mechanisms such as network tariffs, flexible connection agreements, and local flexibility markets provide clear benefits, designing and applying them in isolation means neglecting their potential synergies. For example, network tariffs without sufficient locational or temporal granularity may not fully reflect actual grid costs, but their shortcomings can be mitigated by LFMs or flexible connection agreements that activate local resources at critical times, thereby cost-effectively deferring grid reinforcements. Conversely, overlaps or inconsistencies in their design can also create conflicts or inefficiencies, such as double-charging, double-rewarding, or incentives for gaming behaviour. A case in point is when network tariffs lack temporal differentiation (Temporal granularity of charges), potentially aggravating problems at certain hours that are then corrected by flexibility procured via an LFM (more local). If the

same resources that caused the problem are also rewarded for solving it (participating in the LFM), the result is inefficiency and distortions rather than an increase in overall system efficiency.

These challenges stem from the limited scope of each mechanism design and insufficient coordination across them. To address this, it becomes essential to establish systematic tools for assessing their interactions. The design dimensions and options, organised into meta-dimensions, discussed in this paper offer a structured framework to identify complementarities and conflicts across acquisition mechanisms. A more detailed qualitative analysis following this approach can be found in [1] where pairwise comparisons are carried out at the level of specific design options.

CONCLUSIONS

Network tariffs, flexible connection agreements, and local flexibility markets provide complementary routes for unlocking flexibility from distributed resources, but their success relies on optimal design and implementation. Tariffs require EU-wide guidelines that combine consistent principles with national adaptations, ensuring cost-reflective and fair charges that integrate temporal and locational signals while maintaining customer acceptance. Flexible connection agreements can mitigate capacity constraints and accelerate new connections if procedures are standardised, periodically revised, and aligned with system operators. LFMs, meanwhile, offer a market-based solution for local network issues, provided they are supported by transparent price signals, simple registration processes, precise role definitions, and stronger coordination among DSOs, TSOs, market operators, and aggregators.

Yet, these mechanisms are often designed in isolation, overlooking synergies and exposing risks of conflict. Without coordination, inefficiencies such as overlapping incentives, reduced liquidity, or distorted behaviours may emerge. Therefore, aligning acquisition mechanisms through a coordinated framework is essential to ensure they complement rather than compete, enabling flexibility to be mobilised where it delivers the most significant system value.

ACKNOWLEDGEMENTS

This work received funding from the European Union's HORIZON Innovation Actions under grant agreement No 101075438 (BeFlexible project).

REFERENCES

- [1] E. Ormeño-Mejía, J. P. Chaves-Ávila, & M. Troncia, «Unlocking Flexibility from Third-Party Resources: Decoding the Interaction between Mechanisms for Acquiring Distribution System Operator Services», *Curr. Sustain. Energy Rep.*, vol. 11, n.º 3, pp. 45-67, sep.
- [2] F. Martín, M. Hable, R. Bessa, J. Lassila, C. Imboden, & A. Krula, «Flexibility in active distribution systems», presentado en International Conference on Electricity Distribution, ene. 2021.
- [3] *Regulation (EU) 2024/1747 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 amending Regulations (EU) 2019/942 and (EU) 2019/943 as regards improving the Union's electricity market design (Text with EEA relevance)*. 2024. Accedido: 23 de mayo de 2025. [En línea].
- [5] *Directive (EU) 2024/1711 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 amending Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 as regards improving the Union's electricity market design (Text with EEA relevance)*. 2024. Accedido: 23 de mayo de 2025. [En línea].
- [6] Orlando Valarezo *et al.*, «D10.4 – Scalability and Replicability analysis of the EUniversal solution». Accedido: 11 de septiembre de 2023. [En línea].
- [7] D. Ziegler, M. Troncia, E. Ormeño-Mejía, N. Pérez, O. Valarezo, & J. Chaves-Ávila, «Cluster Demo results evaluation and success metrics analysis Western Demo D9.8», 2023.
- [8] I. Losa & R. Cossent, «Scalability and Replicability Analysis in Smart Grid Demonstration Projects: Lessons Learned and Future Needs», *Energies*, vol. 17, n.º 21, p. 5312, oct. 2024.
- [9] Agency for the Cooperation of Energy Regulators, «Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe. ACER report on network tariff practices». Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea].
- [10] Council of European Energy Regulators (CEER), «CEER Paper on Alternative Connection Agreements». Accedido: 30 de mayo de 2023. [En línea].

PLANIFICACIÓN ADAPTABLE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN: INCREMENTANDO EL VALOR DE LA FLEXIBILIDAD BAJO INCERTIDUMBRE

Miguel A. Ruiz, Investigador predoctoral*

José P. Chaves, Profesor Propio Adjunto*

Tomás Gómez, Profesor Propio Ordinario*

* Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas

Resumen: La rápida integración de energías renovables, vehículos eléctricos y centros de datos, entre otras tecnologías, presenta desafíos para la planificación y operación de las redes de distribución. Algunos países europeos ya están experimentando congestiones en sus redes. En un contexto caracterizado por la gran incertidumbre en cuanto a la evolución de la demanda futura, el uso de soluciones de flexibilidad junto con una planificación adaptable basada en opciones reales presenta unas potenciales ventajas en términos de eficiencia comparada con la planificación tradicional. La planificación adaptable combinada con la flexibilidad permite a los planificadores ajustar las inversiones según la evolución de la demanda, mitigando riesgos de infraestructura subutilizada o de falta de capacidad y retrasos en las conexiones. El caso de estudio presentado demuestra que esta estrategia adaptable genera un ahorro esperado del 15% en el plan de red. Finalmente, es crucial un marco regulatorio que incentive la eficiencia para fomentar el desarrollo de estas soluciones innovadoras, los mecanismos de reparto de beneficios son una herramienta para incentivar que los gestores de la red de distribución adopten estas prácticas eficientes, a través de un sistema de reparto de beneficios entre los usuarios y las empresas.

Palabras clave: Red de distribución, flexibilidad, planificación adaptable, incertidumbre, redes inteligentes.

INTRODUCCIÓN

La transición energética plantea importantes desafíos para las redes de distribución, principalmente debido a la rápida integración de la generación renovable distribuida y los vehículos eléctricos. Varios países europeos ya experimentan congestiones, como lo documentan Beckstedde y Meeus (2023).

En Alemania, los picos de generación eólica son la causa principal de congestión en las redes de distribución, mientras que en los Países Bajos se debe a la generación renovable y al aumento de la demanda de los centros de datos. En Noruega, la creciente adopción de vehículos eléctricos genera saturaciones, y en el Reino Unido, la congestión surge de la combinación de ambos factores.

Aunque la congestión aún no es un problema generalizado, su aparición es inminente a medida que la penetración de renovables y recursos energéticos distribuidos se acelere. Esto podría comprometer la capacidad de las redes, provocando retrasos en nuevas conexiones o limitaciones operativas para los recursos existentes. Es más, la incertidumbre sobre la velocidad de adopción de nuevas tecnologías, como por ejemplo los vehículos eléctricos o las bombas de calor, así como la variabilidad de las fuentes de generación renovable, complica aún más la labor de los planificadores de redes.

La digitalización en combinación con los recursos energéticos distribuidos permite a los gestores de la red de distribución (GRD) acceder a nuevos servicios de flexibilidad local provistos por terceros a través de conexiones flexibles, mercados locales de flexibilidad o acuerdos bilaterales que resultan útiles para la planificación y operación de la red de distribución, complementando las soluciones tradicionales de refuerzo de la red. Los reguladores de energía europeos (ACER y CEER 2025) son conscientes de la importancia de promover estas nuevas soluciones en pro de la eficiencia y la seguridad de suministro, así como de asegurarse de que las redes no supongan un obstáculo para la transición energética.

En este contexto, la planificación de la red de distribución es clave y algunos investigadores han resaltado el potencial en términos de eficiencia de un enfoque basado en opciones reales para el contexto actual comparado con la planificación tradicional determinista (Ruiz et al. 2025; Schachter et al. 2016). Sin embargo la planificación de la red de distribución es una tarea compleja e implementar un enfoque basado en opciones reales eleva este nivel de complejidad, es por esto que según señalan Ruiz et al. (2025); Schachter y Mancarella (2016) algunos estudios han pasado por alto algunos detalles importantes como considerar que un enfoque basado en opciones reales debe

resultar en un plan adaptable e incluir una metodología que permita un modelado de la incertidumbre con múltiples escenarios como es necesario en este problema.

La planificación basada en opciones reales se recomienda cuando una oportunidad de inversión es parcial o totalmente irreversible, existe incertidumbre sobre los resultados futuros y hay cierto margen en cuanto al momento de tomar la decisión de inversión (Dixit y Pindyck 1994). Bajo estas condiciones, el marco de opciones reales se reconoce por su capacidad de mejorar la eficiencia económica y la gestión de las incertidumbres, y son precisamente las circunstancias que enfrentan hoy los planificadores de redes de distribución: la alta incertidumbre en cuanto a la demanda futura, inversiones en refuerzo de red que son irreversibles, y la posibilidad de usar flexibilidad para diferir decisiones de inversión manteniendo la calidad del servicio. Esta combinación genera una sinergia entre las opciones reales y la flexibilidad, lo que permite mejorar la eficiencia económica en la planificación de la red de distribución.

Los resultados del caso de estudio muestran que la planificación adaptable puede traer un ahorro esperado del 15% gracias a la disponibilidad de flexibilidad y el retraso de la inversión.

Por último, el marco retributivo debe incentivar este tipo de planificación y el uso de flexibilidad incentivando la eficiencia. Es conocido que un marco retributivo basado en coste de servicio resulta en una barrera para las soluciones que suponen principalmente un coste operativo, como es el caso de la compra de flexibilidad a terceros, ya que retrasar inversiones supone una reducción en la base de activos del gestor de la red de distribución así como el rendimiento de su actividad (I.J. Pérez-Arriaga et al. 2016).

¿POR QUÉ USAR UN ENFOQUE BASADO EN OPCIONES REALES?

La planificación basada en opciones reales resulta en un plan adaptable que permite llegar a mayores cotas de eficiencia que el enfoque tradicional, el cual produce un plan determinista. Es fundamental entender la diferencia entre un plan determinista y un plan adaptable.

La planificación tradicional basada en el flujo de caja descontado (DCF) genera una serie de decisiones fijas proyectadas hacia el futuro en función de los pronósticos actuales. En contraste, la planificación flexible captura la capacidad del responsable de la toma de decisiones para adaptarse a condiciones futuras (Dixit y Pindyck 1994). En un plan flexible, las decisiones de inversión futuras se toman a medida que las incertidumbres se resuelven a lo largo del periodo de planificación, permitiendo así adaptarse a los distintos escenarios. Así, se obtienen estrategias dinámicas con reacciones/respuestas definidas frente a eventos o condiciones futuras durante el periodo de planificación. A continuación, caracterizamos los planes deterministas y los planes flexibles en el contexto de DNP.

En un plan tradicional determinista, las decisiones de inversión futuras están fijas en un punto en el tiempo, por ejemplo, reforzar la red con un nuevo transformador en el año 2029 para resolver posibles contingencias basadas en los escenarios de planificación proyectados. Bajo una alta incertidumbre, como la que afrontan hoy en día los gestores de la red de distribución, existe el riesgo de que se concreten los escenarios de más bajo crecimiento y se haya reforzado la red de manera innecesaria, quedando los nuevos activos de red infrautilizados durante un tiempo, en el caso contrario, si no reforzamos la red y se concretan los escenarios de mayor crecimiento, tendríamos cortes de suministro y/o retrasos en nuevas conexiones (McKinsey & Company 2025).

En el plan adaptable las decisiones futuras de inversión no están situadas en un punto fijo en el tiempo, sino que se definen en base a señales de activación, por ejemplo, reforzar la red con un nuevo transformador cuando la carga pico en el transformador actual supere los 38MW. Esta regla de decisión basada en la señal de activación tiene la intención de asegurar que el nuevo transformador entra en servicio antes de potenciales problemas que ocurrirían si el antiguo supera su límite de capacidad de 40MW. El nivel de la señal de activación, 38 MW en el ejemplo anterior, es la verdadera decisión que toma el planificador y la metodología que presentamos a continuación permite encontrar el nivel óptimo para esta señal de activación.

METODOLOGÍA: LAS REGLAS DE DECISIÓN COMO BASE DE LA PLANIFICACIÓN ADAPTABLE

La metodología, detallada en Ruiz et al. (2025), se resume en la Figura 1. Es una metodología de planificación que usa un modelo de optimización estocástico basado en opciones reales para determinar los niveles óptimos de las señales de activación que guían la toma de decisiones del GRD.

El modelo usa una serie de datos de entrada como son los escenarios pronosticados, que incluyen información sobre la evolución del pico de carga, las curvas de duración de carga y la probabilidad de los escenarios. Otros datos de entrada describen las soluciones alternativas de planificación identificadas, que incluyen un refuerzo tradicional de red, por ejemplo, un nuevo transformador, y la compra de flexibilidad a un tercero, cada una con una capacidad para resolver problemas de la red y un plazo de puesta en marcha, que transcurre desde que se toma la decisión hasta que la solución entra en servicio. Los parámetros de red, en este caso, el límite de capacidad, también constituyen un dato de entrada necesario para evaluar las consecuencias en la calidad de suministro de las soluciones implementadas a lo largo del periodo de planificación. Por último, necesitamos una serie de parámetros económicos que permiten realizar cálculos sobre los costes del plan de red, como datos de entrada al modelo, que incluyen el valor de la energía no suministrada, el coste promedio ponderado de capital, WACC, por sus siglas en inglés, el coste de reservar y activar flexibilidad y el coste anualizado del refuerzo de red.

Como resultado de la metodología se obtiene una estrategia de mínimo coste que indica los niveles de las señales de activación para tomar la decisión de reforzar la red y para reservar flexibilidad, así como los resultados esperados del plan que incluyen el coste, la energía no suministrada, la reserva y activación de flexibilidad, y el año esperado de refuerzo de la red.

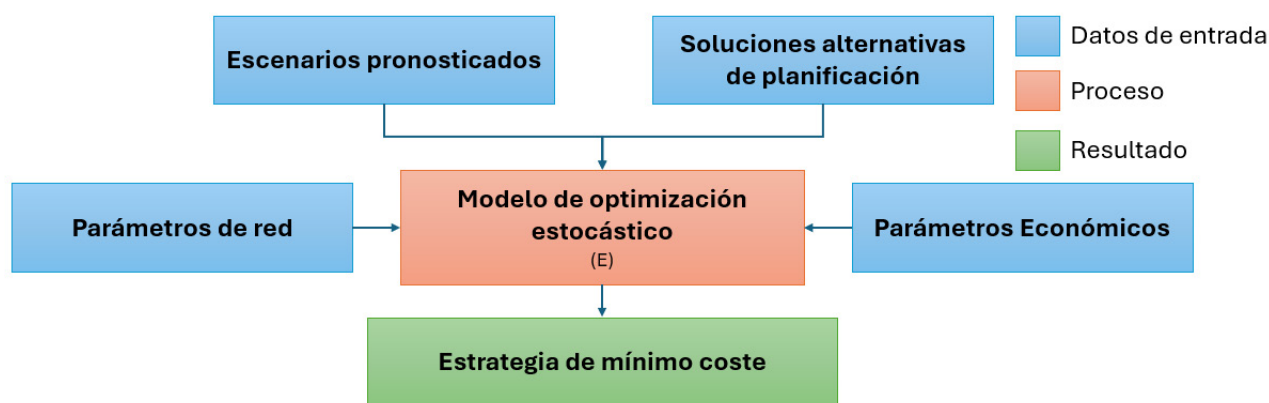


Figura 1. Resumen de la metodología

CASO DE ESTUDIO

Esta sección presenta un estudio de caso para ilustrar la metodología propuesta, que puede también ser consultado en Ruiz et al. (2025). El caso consiste en una subestación de distribución con una capacidad máxima de 60 MW, que enfrenta potenciales congestiones en escenarios futuros. Para abordar estas restricciones, se analizan dos posibles intervenciones:

- **Refuerzo de la red:** Se propone la construcción de una nueva línea que desviaría hasta 20 MW de carga hacia una subestación adyacente. Esta solución implica una inversión de 432 k€, una vida útil de 40 años y un periodo de tres años para su puesta en servicio.
- **Contratación de flexibilidad con los usuarios conectados.** Se consideran disponibles 4 MW de flexibilidad cada año durante el horizonte de planificación. El coste de reserva de flexibilidad es de 33,35 €/MW/h, mientras que el de utilización asciende a 200,68 €/MWh basado en precios históricos observados en el Reino Unido (Ruiz et al. 2025). Esta flexibilidad se reserva para su activación con un año de antelación.

Para el análisis, se utiliza como tasa de descuento una tasa media ponderada de costo de capital (WACC) del 5,58% y un valor de energía no suministrada de 4.370 €/MWh.

Escenarios de evolución de la carga pico en la subestación

Los escenarios de evolución de la carga pico para este estudio de caso se basan en los "Future Energy Scenarios 2023" de National Grid en el Reino Unido, los cuales normalmente son adaptados por los GRD y sirven de base para los planes de desarrollo de la red, como se ilustra en un análisis de coste-beneficio de un DSO del Reino Unido (SPEN 2021).

Para este caso de estudio 10 años, el pronóstico de carga pico nacional en GW de National Grid 2023 se ha adaptado a la subestación de estudio, convirtiendo los valores a MW, como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1: Escenarios de carga pico en la subestación (MW)

	Año										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
s1	57,7	56,8	57,2	58,1	58,9	60,4	62,9	65,9	68,5	71,5	75,2
s2	57,7	58,0	58,2	58,4	58,9	59,6	60,6	62,1	63,3	64,9	66,8
s3	57,7	56,2	54,9	55,0	55,9	57,0	59,0	60,7	62,8	66,3	69,7
s4	57,7	61,0	61,8	62,8	63,5	64,4	65,1	66,1	67,4	69,0	70,8

Estos cuatro escenarios base (b1, b2, b3 y b4) representan la incertidumbre a largo plazo. A estos escenarios se les añadió ruido a través de una simulación de Monte Carlo, lo que permitió modelar las incertidumbres a corto plazo como se explica en Ruiz et al. (2025) para generar un total de 160 escenarios. El ruido para simular la incertidumbre a corto plazo se generó con una distribución normal de media 0 y desviación estándar de 0,4%.

Curva de duración de carga

La Figura 2 muestra la curva de duración de carga para la subestación de estudio en el año 0, con un pico de 57,7 MW. Se asume que esta curva mantendrá su forma a lo largo del tiempo, con la misma tasa de crecimiento que el pico de carga en cada hora. La curva se generó a partir de datos horarios de 2019 de la base de datos del operador del sistema de transmisión español, combinando perfiles de demanda, energía fotovoltaica y eólica.

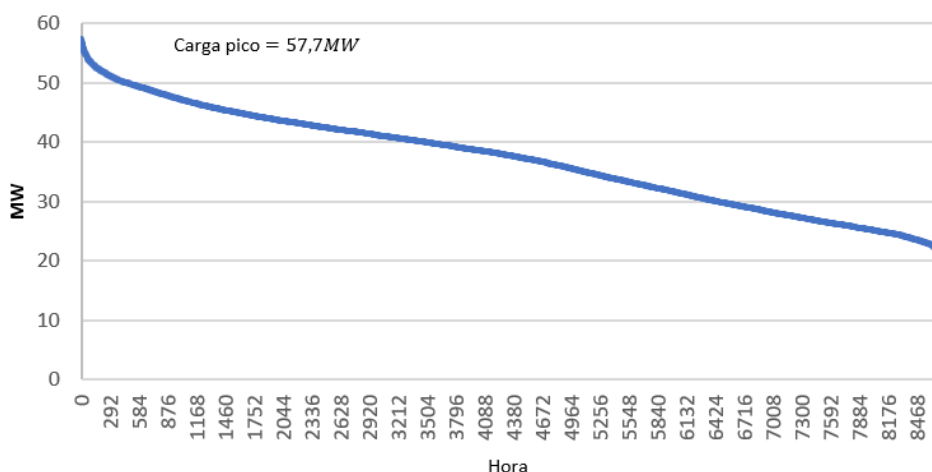


Figura 2. Curva de duración de carga

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados del caso de estudio muestran un coste esperado bajo la planificación adaptable de 112,1 k€, mientras que el coste esperado para la planificación tradicional es de 132,1 k€, lo que supone una reducción del coste del 15%. A su vez, la activación de flexibilidad se reduce más de un 20%, desde los 75 MWh en la planificación tradicional hasta los 59,2 MWh en la planificación adaptable.

Uno de los resultados más interesantes, es el año de puesta en servicio del refuerzo de red. En el caso de la planificación tradicional, se decide invertir en el refuerzo de red en el año 3 del periodo de planificación, resultando la entrada en servicio del refuerzo en el año 6. Por otro lado, en la planificación adaptable se decide invertir en red entre los años 2 y 7 dependiendo del escenario, lo que resulta en una puesta en servicio del refuerzo de red entre los años 5 y 10. En un 75.6% de los escenarios se observó un adelanto de la inversión de un año mientras que el 23.8% de los escenarios se observó un retraso de la inversión de entre 2 y 4 años con respecto a la planificación tradicional.

La Figura 3 muestra lo ocurrido en algunos de los escenarios para la planificación adaptable. En los escenarios uno y tres, el pico de carga supera la señal de activación en el año 1, por lo tanto, el GRD decide invertir en el refuerzo de red al principio del año dos, y este refuerzo entraría en servicio al principio del año cinco. Mientras que en el escenario dos, el pico de carga supera la señal de activación para la inversión en red en el año 5, resultando en una decisión de inversión en el año 6 y la entrada en servicio del refuerzo de red al inicio del año 9. Cabe destacar que las decisiones futuras dependen de señales de activación porque se adaptan a la nueva información que se revela a lo largo del periodo de planificación. En cambio, la decisión de invertir (o no) al inicio del periodo (año 1) es binaria y no depende de ninguna señal, ya que se toma antes de que se revele cualquier información adicional y afecta a todos los escenarios de igual manera. En este caso la decisión es no invertir en red al inicio del año 1, y es por esto por lo que la decisión de inversión se basa en la señal de activación.

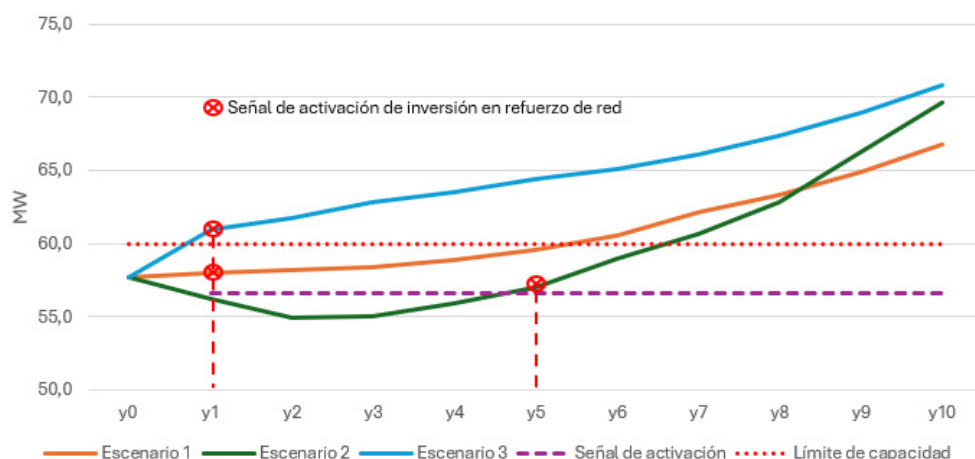


Figura 3. Señal de activación de la inversión en distintos escenarios del caso de estudio

A partir de estos resultados podemos observar como la planificación adaptable puede resultar en un adelanto o un retraso de las inversiones en función del escenario que finalmente ocurra en realidad y esto evita los riesgos mencionados en la introducción en un contexto de alta incertidumbre en el que no reaccionar a tiempo si la demanda crece rápidamente puede retrasar conexiones y afectar a la calidad de suministro mientras que un crecimiento mas lento de la demanda puede resultar en inversiones en red infrautilizadas y un coste innecesario para los usuarios conectados como expone el informe (McKinsey & Company 2025).

La decisión de reservar flexibilidad también puede utilizar señales de activación y una regla basada en opciones reales para determinar la cantidad de flexibilidad a reservar que pueden consultarse en Ruiz et al. (2025). Así mismo en ese estudio se incluye un análisis de sensibilidad sobre el precio y la disponibilidad de flexibilidad que continúa mostrando las bondades de la planificación adaptable en el contexto actual

Por último, cabe considerar que los GRD son entidades reguladas y sus incentivos económicos se definen en el esquema retributivo. Tal y como indica la Comisión Europea en su Plan de Acción para las Redes (European Commission 2023), es necesario incentivar las soluciones de flexibilidad con incentivos de reparto de beneficios que aseguren que usar soluciones innovadoras que principalmente suponen un gasto operacional para el GRD resulten en un beneficio económico también para este siempre y cuando suponga un ahorro para el sistema. Siguiendo este camino, el pasado mes de julio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha publicado su propuesta para el marco retributivo de la distribución en España que incluye un mecanismo de reparto de beneficio sobre el coste total de la actividad del GRD.

CONCLUSIONES

Este estudio propone el uso de un enfoque basado en opciones reales para la planificación de inversiones en la red de distribución, lo que resulta en una planificación adaptable. Bajo un contexto de incertidumbre y con la disponibilidad de soluciones de flexibilidad, una planificación adaptable tiene el potencial de traer mayor eficiencia. La planificación adaptable puede resultar en un adelanto o un retraso de las inversiones respecto a la planificación tradicional según

evolucionen finalmente la demanda, almacenamiento y la generación. Los resultados del caso de estudio muestran un 15% de ahorro en el plan de red.

Es clave que el marco retributivo incentive la eficiencia para aprovechar las soluciones innovadoras como el uso de la flexibilidad, así como el uso de la planificación adaptable.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo cuenta con el apoyo del programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea, bajo el acuerdo de subvención n.º 101075438—Proyecto BeFlexible.

REFERENCIAS

- ACER y CEER. 2025. *Guidance on Electricity Distribution Network Planning*. <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2025/07/ACER-CEER-electricity-distribution-network-planning-guidance-2025.pdf>.
- Beckstedde, E., y Meeus L.. 2023. «From “Fit and Forget” to “Flex or Regret” in Distribution Grids: Dealing With Congestion in European Distribution Grids». *IEEE Power and Energy Magazine* 21 (4): 45-52.
- Dixit, A., y Pindyck, R. 1994. *Investment Under Uncertainty*. Princeton U. Press.
- European Commision. 2023. «Communication from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions: Grids, the missing link - An EU Action Plan for Grids». <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2023%3A757%3AFIN>.
- I.J. Pérez-Arriaga, C. Batlle, T. Gómez, et al. 2016. «Utility of the future: an MIT Energy Initiative response to an industry in transition». Project: UOF-MIT. Funded by Massachusetts Institute of Technology (MIT). <https://energy.mit.edu/research/utility-future-study/>.
- McKinsey & Company. 2025. «electricity-demand-in-europe-growing-or-going». https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/electricity-demand-in-europe-growing-or-going#.
- Ruiz, M.A, Gómez, T. , y Chaves, J.P. 2025. «Trigger rules optimization for adaptable electricity distribution planning: untapping the value of flexibility». <https://www.iit.comillas.edu/publicacion/workingpaper/es/538/Trigger%20rules%20optimization%20for%20adaptable%20electricity%20distribution%20planning:%20untapping%20the%20value%20of%20flexibility>.
- Schachter, J.A., y Mancarella P.. 2016. «A Critical Review of Real Options Thinking for Valuing Investment Flexibility in Smart Grids and Low Carbon Energy Systems». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 56 (abril): 261-71.
- Schachter, J. A., Mancarella P., Moriarty J, y Shaw, R. 2016. «Flexible Investment under Uncertainty in Smart Distribution Networks with Demand Side Response: Assessment Framework and Practical Implementation». *Energy Policy* 97 (octubre): 439-49. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.07.038>.
- SPEN. 2021. «Maentwrog – Porthmadog 33kV Reinforcement: ED2 Engineering Justification Paper - Issue 2.0». <https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/ED2-LRE-SPM-005-CV1-EJP%20-%20Maentwrog%20-%20Porthmadog%2033kV%20Reinforcement%20-%20Issue%202.pdf>.

COMUNIDADES ENERGÉTICAS LOCALES Y PROVISIÓN DE SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA RED: MITIGACIÓN DE CONGESTIONES EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y PROBLEMAS DE VOLTAJE

Nathalya Salgado Piamba, Investigadora Predoctoral, IliA-Grupo eXiT, Universidad de Girona

Supervisores: **Joaquim Melendez Frigola**, Profesor Titular, IliA-Grupo eXiT, Universidad de Girona, **Sergio Herraiz Jaramillo** Profesor Agregado, IliA-Grupo eXiT, Universidad de Girona

Resumen: A medida que el mundo avanza hacia una transición energética sostenible, la integración a gran escala de Recursos Energéticos Distribuidos (REDs) de fuentes renovables y las Comunidades Energéticas emergen como actores claves en la cadena de valor de la energía, transformando el funcionamiento de la red de distribución e introduciendo desafíos operativos para los Operadores de Sistemas de Distribución (OSDs). La necesidad de integrar al máximo estos recursos renovables distribuidos lleva a situaciones de alta generación local durante períodos de baja demanda que contrastan con los picos de demanda en horas de baja producción. El resultado es una mayor complejidad en la gestión de la red de distribución para poder hacer frente cambios importantes en el flujo de potencia que pueden llevar a problemas como sobretensiones, congestión en transformadores de distribución, flujo inverso o desbalance entre fases. Las Comunidades Energéticas de ámbito Local (CEL) fomentan este aumento de la generación distribuida mediante el autoconsumo individual y colectivo, a la vez que su gestión coordinada ofrece una posibilidad de proveer flexibilidad en la baja y media tensión, gracias a su capacidad de modificar los perfiles de demanda/generación agregados según las necesidades de la red. En esta comunicación, se presenta la investigación del papel de las CELs en la mitigación de la congestión en transformadores de distribución y problemas de voltaje mediante la evaluación de simulaciones de flujo de potencia utilizando datos históricos de una CEL que constituye un piloto del proyecto RESCHOOL.

Palabras clave: Comunidades Energéticas Locales, servicios de flexibilidad, estabilidad de la red, reducción de la demanda pico, análisis del flujo de potencia, congestión de los transformadores, optimización operación de la red.

INTRODUCCIÓN

En la transición hacia un sistema eléctrico basado predominantemente en energías renovables y con participación ciudadana toman relevancia las Comunidades Energéticas. Estas empoderan a los ciudadanos para convertirse en participantes activos de la transición energética, permitiendo una producción y consumo de energía descentralizada (Mariuzzo et al., 2025) y democratiza el acceso a la energía limpia, fomenta la educación energética y crea un sentido de comunidad y corresponsabilidad. En nuestro país éstas han venido potenciadas por acciones locales como la cesión de cubierta municipales para instalaciones solares colectivas, creando el concepto de Comunidad Energética Local (CEL). Las CELs son fundamentales para la integración de los REDs y para alcanzar los objetivos climáticos, respaldadas por directivas europeas como la Directiva del Mercado Eléctrico Interno y la Directiva de la Energía Renovable (Taxt et al., 2025).

Las CELs, que utilizan la energía renovable producida localmente y los sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS), tendrán un impacto creciente en el sistema energético (Weckesser et al., 2021), especialmente con el aumento de las fuentes de energía renovable distribuida, la electrificación de la movilidad y la calefacción. La integración de las CELs en las redes de distribución plantea desafíos significativos. Tradicionalmente, los OSDs han operado en un rol centrado en la "distribución", resolviendo problemas de congestión y violaciones de voltaje mediante el refuerzo de infraestructura o, en casos extremos, la desconexión de clientes. Sin embargo, la proliferación de REDs, especialmente de la energía fotovoltaica (FV) que causa flujos de potencia inversos, exige una transición de los OSDs hacia un papel de gestión más activo y proactivo. Esta evolución es fundamental para satisfacer las expectativas de los clientes y mejorar la eficiencia de la red (Taxt et al., 2025). Los DSOs deben reconocer el gran potencial de las CELs y ayudar a establecer un diseño de mercado nuevo y más eficiente, con incentivos adecuados para que las CELs se desarrollen de manera que reduzcan los costos del sistema (European Commission. Directorate General for Energy. et al., 2024).

La mitigación de la congestión y problemas de voltaje son desafíos operativos críticos en redes con alta penetración de REDs (Berg et al., 2023). Las soluciones tradicionales, como el refuerzo de infraestructura, son costosas y lentas, por esta razón la flexibilidad local de los REDs y los programas de respuesta a la demanda han ganado mucha atención.

Las CELs desempeñarán un papel vital en la electrificación y descarbonización, brindando flexibilidad y eficiencia al sistema y al mismo tiempo, aumentando la participación del cliente (European Commission. Directorate General for Energy. et al., 2024).

Los nuevos paradigmas de operación y control exigen que los prosumidores (productores y consumidores) participen en programas de respuesta a la demanda, ajustando la demanda de electricidad en función de incentivos. La agregación de consumidores y prosumidores en las CELs facilita la acción coordinada en estos programas. La flexibilidad, es decir, la capacidad de modificar los perfiles de demanda/generación de energía, puede comercializarse bajo ciertas restricciones (p. ej., cantidad de energía, plazo de entrega, duración, ubicación) como productos o servicios para optimizar los flujos de energía o reducir la demanda máxima (García-Muñoz et al., 2024).

Aunque se ha avanzado en la comprensión de las CELs y los roles de los OSDs, falta un marco integral y orientado al OSD para la integración de CELs, particularmente en lo que respecta a la gestión de la congestión a nivel de transformadores de distribución y el impacto de la ubicación de los REDs con el análisis de flujo de potencia (Weckesser et al., 2021).

Se investigó el papel de las CELs en la mitigación de la congestión de los transformadores de distribución y problemas de voltaje en la red de baja tensión, mediante la evaluación de simulaciones de flujo de potencia con datos históricos.

METODOLOGÍA

Esta comunicación, propone una metodología para evaluar y cuantificar como las CELs pueden actuar como proveedoras de servicios de flexibilidad para mejorar la operación de la red, utilizando una operación coordinada de sistemas fotovoltaicos y baterías de almacenamiento comunitario.

Se analizó el impacto de las CELs en el apoyo a la operación de la red, utilizando series temporales de datos provenientes de medidores inteligentes en puntos de consumo y generación de la red durante varios meses. Cada usuario tiene un perfil de consumo diferente y para ello se han estimado perfiles conociendo la potencia contratada de cada uno, estos datos se utilizaron junto con modelos de red para realizar cálculos de flujo de potencia, los cuales fueron validados con mediciones en el transformador.

Este análisis evaluó el rendimiento del sistema eléctrico a lo largo del tiempo bajo diferentes condiciones de carga y generación, y examinó el impacto de la flexibilidad mediante la carga y descarga de una batería que modela la flexibilidad de las CELs. Las pruebas de la batería comunitaria durante los períodos de máxima demanda y mínima generación se simularon para evaluar el impacto en la red de distribución mediante el análisis de flujos de potencia y la contribución en el alivio de la congestión de los transformadores y problemas de voltaje.

Caso de Estudio

El proyecto RESCHOOL (European Commission, 2022) cofinanciado por la Unión Europea y coordinado por la Universidad de Girona, es una iniciativa europea que busca mejorar la eficiencia y participación de las CELs, forma parte de un esfuerzo con 16 socios europeos y gobiernos locales en probar el almacenamiento inteligente, la gestión energética en tiempo real y herramientas de participación ciudadana para hacer las CELs más efectivas y escalables.

La CEL analizada en este estudio es uno de los pilotos del proyecto RESCHOOL. Está ubicada en Cornellà del Terri (Provincia de Girona) y está compuesta por 26 miembros, entre ellos el ayuntamiento que pone a disposición del colectivo el tejado de la escuela y participa con ésta como miembro mayoritario de la comunidad. Los ciudadanos participan voluntariamente, monitorizan su consumo y producción energética y se benefician de reducciones en su factura eléctrica gracias al autoconsumo compartido. El ayuntamiento local facilita la infraestructura, el marco legal y actúa como facilitador institucional del proyecto

El piloto de la CEL, cuenta con un sistema fotovoltaico (FV) de 46 kWp que no solo proporciona energía a la comunidad, sino que también suministra energía para cargar una batería comunitaria de 44 kWh (19.8 kW de potencia máxima de descarga) ubicadas en la escuela local facilitada por el proyecto RESCHOOL. Las baterías suelen ser uno de los activos clave para ofrecer servicios de flexibilidad dentro de las Comunidades Energéticas mediante el almacenaje de energía solar generada durante el día y la su liberación en las horas punta de la tarde, mejorando el autoconsumo; pero que también permiten ser operadas en coordinación con la distribuidora para mejorar su operación (evitar congestiones, reducir variaciones de tensión)

Los datos de consumo y generación de la CEL objeto de estudio se obtuvieron de registros de los medidores inteligentes de los miembros de la comunidad, generación FV, batería comunitaria y del medidor supervisor del transformador de distribución (subestación secundaria de 400kVA 20kV/0.4kV) del OSD local ElectraAvellana figura (Fig. 1).

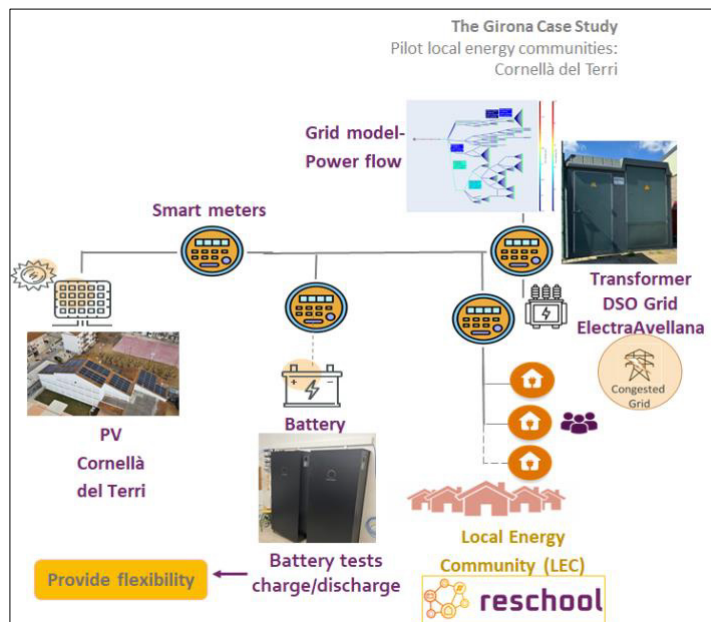


Figura 1. Caso de estudio Girona, piloto CEL Cornellà del Terri.

Modelado de la red de distribución y análisis de flujos de potencia

Para el análisis de la congestión y variaciones de tensión de la red de distribución del OSD local, se modeló la red eléctrica asociada a la CEL según las características eléctricas de los activos del OSD, así como los datos de consumo y generación suministrados por los medidores inteligentes de los miembros de la comunidad, batería y de la producción fotovoltaica instalada.

Modelado de la Comunidad Energética

El modelado de la CEL consideró:

- Generación FV comunitaria: perfiles horarios de producción registrados.
- Batería comunitaria: perfiles de carga y descarga bidireccional obtenidas de múltiples pruebas en el piloto.
- Demanda de los miembros de la CEL: perfiles de carga reales de la CEL
- Demanda cargas red de distribución: para estimar el consumo de las otras cargas asociadas a la red del transformador de distribución objeto de estudio, se consideró como perfiles de carga la diferencia de potencia consumida del transformador obtenida del medidor supervisor del OSD local y la potencia consumida por la CEL, en función de la potencia contratada individual.

Modelo de red

- Topología de la red: modelado detallado de transformador, líneas, buses, generador FV, switches y batería de la red de distribución de ElectraAvellana asociada a la CEL. El modelo eléctrico de la red, se realizó para 280 buses, 187 cargas, 278 líneas de MT/BT, 1 gen FV, 2 SWs, 1 transformador y 1 batería.
- Identificación en la red de los consumidores parte de la CEL y para el resto de las cargas asociación de coeficientes de reparto en función potencia contratada.
- Análisis de flujos de potencia: se empleó la herramienta de código abierto PandaPower (Thurner et al., 2018) para realizar simulaciones de flujo de potencia AC horario e identificar:
 - o Violaciones de voltaje: desviaciones de los límites permitidos de voltaje en los buses de la red.
 - o Congestión del transformador: cuando la corriente supera la capacidad nominal del transformador.

Escenarios de simulación

En condiciones operativas normales, la red de distribución del OSD asociada a la CEL no presenta problemas relacionados con la violación de parámetros de voltaje ni con la congestión de transformadores de distribución. No obstante, para el análisis del caso de estudio, se definieron escenarios de simulación con el objetivo de evaluar el comportamiento del sistema bajo condiciones más exigentes (ej. límite operativo demanda máxima del transformador $< 50\%$ y variación de voltaje $< 5\%$).

La simulación de los siguientes escenarios se realizó con PandaPower, una biblioteca de Python de código abierto para el análisis y la simulación de sistemas eléctricos de potencia. Proporciona herramientas para crear, analizar y visualizar redes eléctricas. Para el análisis del flujo de potencia consideró dos escenarios de simulación:

- Cálculo del flujo de potencia con datos reales de la CEL sin batería y generación FV (Caso 4)
 - o Cálculo de puntos críticos en la red (congestiones y variaciones de voltaje)
 - o Granularidad horaria.
- Cálculo del flujo de potencia con datos reales de la CEL con batería y generación FV (Caso 2)
 - o Evaluación del impacto del almacenamiento eléctrico para solucionar congestiones y variaciones de voltaje.

Finalmente, se simularon escenarios de operación bajo diferentes condiciones de carga y generación, evaluando el potencial de colaboración con el OSD local y analizando el comportamiento del sistema eléctrico a lo largo del tiempo con cargas y perfiles de generación variables y se ejecutó el cálculo del flujo de potencia en series temporales según los perfiles predefinidos para cada intervalo de tiempo, figura (Fig. 2).

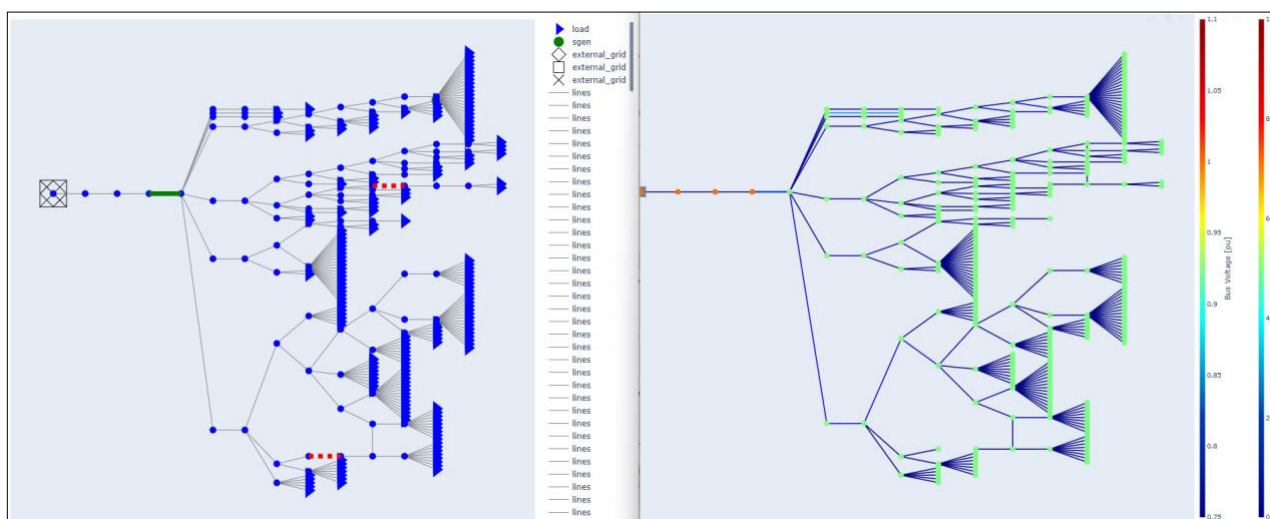


Figura 2. Modelado de la red de distribución y análisis de flujos de potencia, caso de estudio.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Posterior a la instalación de la batería comunitaria, se realizaron varias pruebas de descarga para analizar su efecto y contribución a la reducción de la demanda máxima de energía en el transformador de distribución y violaciones de voltaje. En este caso, la batería se considera un elemento compartido por la CEL.

Las pruebas de descarga se realizaron considerando los picos de demanda de energía, cuando la batería podría contribuir a solucionar la congestión en el transformador. La estimación horaria de la potencia a descargar por la batería se calculó considerando el delta de potencia demandada por la comunidad y la energía generada por la instalación fotovoltaica, así como el estado de carga de la batería y la producción solar prevista. Con el análisis previo, se propusieron diferentes perfiles de descarga, que se aplicaron en la batería comunitaria.

En este análisis se presentan los resultados una de las pruebas de descarga de la batería que se llevó a cabo durante un período de alta demanda y baja generación figura (Fig. 3), así como los resultados de simulación del flujo de potencia.

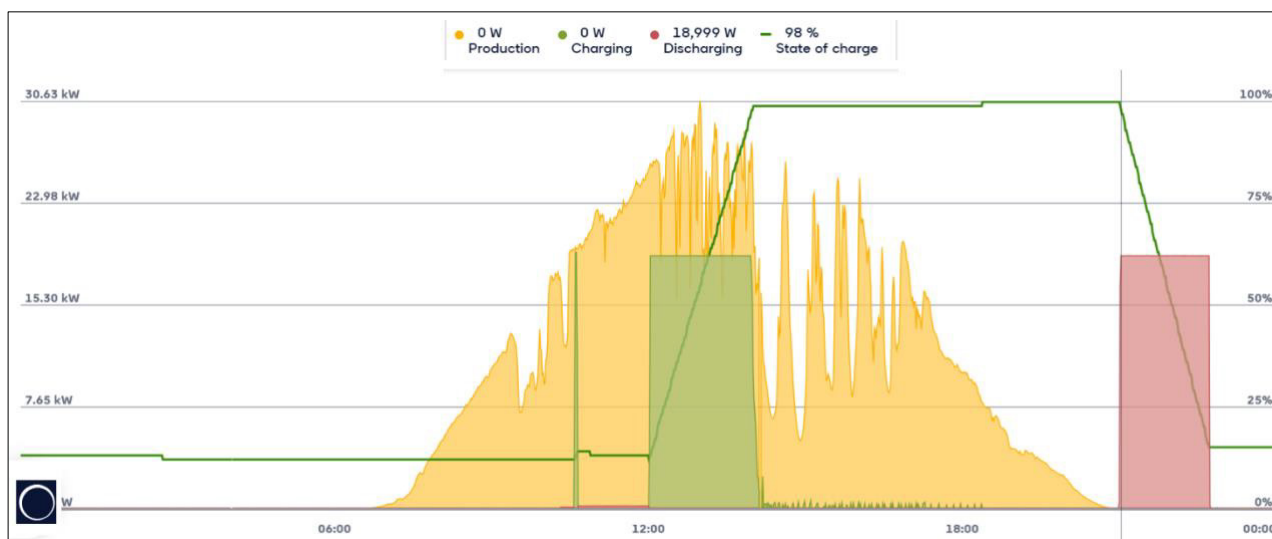


Figura 3. Perfil de carga y descarga de la batería comunitaria, caso de estudio.

Potencial colaboración CEL- OSD

Las pruebas de la batería comunitaria se simularon para evaluar el impacto en la red de distribución, mediante la contribución en el alivio de la congestión de los transformadores y problemas de voltaje.

Efecto congestión del transformador

Los resultados de flujo de potencia mostraron los efectos de la activación de la flexibilidad, representados por una descarga de la batería durante las horas de máxima demanda. En la figura (Fig. 4), el gráfico ilustra la relación entre las horas de demanda diaria (eje X) y la potencia en kW (eje Y), mostrando cómo una activación de flexibilidad, representada por una descarga de 19 kW durante las horas pico de 21:00 a 23:00 ayudó a aplanar la curva de demanda diaria, lo que resultó en una reducción de la cargabilidad del transformador, específicamente para este escenario una disminución del 4.91% en la cargabilidad representados en 18.81kW de la demanda del transformador. En consecuencia, la batería comunitaria ayudó a aliviar y mitigar la congestión.



Figura 4. Resultados del flujo de potencia: reducción de la demanda máxima, caso de estudio

Al comparar la demanda de energía antes y después de las activaciones, se puede calcular la efectividad de las medidas de flexibilidad para reducir los picos de demanda del transformador. En este escenario de validación, la participación de la batería como elemento compartido por la CEL, se considera una activación de una medida de flexibilidad y se cuantifica su efectividad para reducir congestión de transformador con la siguiente métrica:

$$\text{Reducción pico de demanda} = \frac{\text{Potencia antes de la implementación} - \text{Potencia después de la implementación}}{\text{Potencia después de la implementación}} \times 100$$

$$\text{Reducción pico de demanda} = \frac{75.060 - 56.246}{56.246} \times 100 = 33.4\%$$

Efecto variación de voltaje

Se examinó el efecto de la batería en la gestión de la variación de voltaje durante los picos de consumo del transformador con generación mínima y una descarga de 19 kW, se identificaron variaciones de voltaje en los nodos, los valores de voltaje se mantuvieron por encima de 0.926 [pu] durante las pruebas de descarga, en comparación con 0.925 [pu] sin el uso de la batería, esto indicó una variación porcentual del 0.007% representado en el aumento de 2.86V en el voltaje línea-línea (L-L) del bus de la batería.

$$\text{Variación porcentual voltaje} = \frac{\text{Voltaje después de la implementación} - \text{Voltaje antes de la implementación}}{\text{Voltaje después de la implementación}}$$

$$\text{Variación porcentual voltaje} = \frac{409.3 - 406.44}{409.30} = 0.007$$

En la figura (Fig. 5), el gráfico ilustra la relación entre las horas de demanda diaria (eje X) y la variación porcentual del voltaje % (eje Y), mostrando que la activación de flexibilidad a través de la batería comunitaria mejora los voltajes en los buses asociados a la red de distribución de la CEL, minimizando el riesgo de violaciones de voltaje.

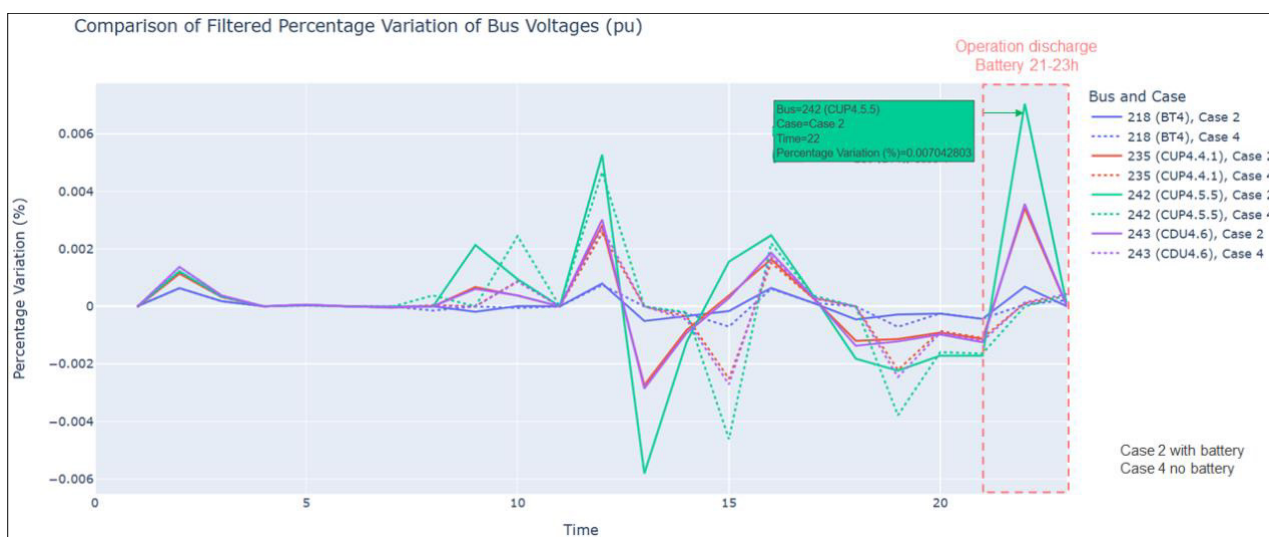


Figura 5. Resultados del flujo de potencia: variación de voltaje en buses, caso de estudio

Los resultados del flujo de potencia resumidos en la tabla (Tabla I) antes y después de implementar el perfil de carga y descarga de la batería, destacan el impacto de la flexibilidad impulsada por las CELs en la estabilidad de la red y los beneficios potenciales tanto para los miembros de la comunidad como para los OSDs.

En este caso de estudio se hizo una validación de la efectividad de la coordinación de baterías y sistemas FV comunitarios y la colaboración de las CEL con el OSD local, mediante las simulaciones de las pruebas implementadas y datos reales del piloto de la CEL, podría representar una solución robusta para los desafíos de voltaje y sobrecarga en redes de distribución modernas.

ti m e s t e p	Bateri a (kW)	Cargabilid ad trafo (%) caso 2 con BAT	Cargabilid ad trafo (%) caso 4 sin BAT	Potenci a LV trafo kW caso 2 con BAT	Potenci a LV trafo kW caso 4 sin BAT	Voltaj e bus 218 (BT4) caso 2 con BAT	Voltaj e bus 218 (BT4) caso 4 sin BAT	Voltaje bus 235 (CUP4.4. 1) caso 2 con BAT	Voltaje bus 235 (CUP4.4. 1) caso 4 sin BAT	Voltaje bus 242 (CUP4.5. 5) caso 2 con BAT	Voltaje bus 242 (CUP4.5. 5) caso 4 sin BAT	Voltaje bus 243 (CDU4. 6) caso 2 con BAT	Voltaje bus 243 (CDU4. 6) caso 4 sin BAT
0	0	19,543	19,543	70,185	70,185	0,926	0,926	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924
1	0	19,543	19,543	70,186	70,186	0,926	0,926	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924
2	0	14,079	14,079	49,096	49,096	0,927	0,927	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925
3	0	12,560	12,560	43,076	43,076	0,927	0,927	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925
4	0	12,560	12,560	43,076	43,076	0,927	0,927	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925
5	0	12,310	12,310	42,074	42,074	0,927	0,927	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925
6	0	12,310	12,310	42,074	42,074	0,927	0,927	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925
7	0	12,309	12,306	42,073	42,060	0,927	0,927	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925
8	0	12,309	13,600	42,073	47,209	0,927	0,927	0,925	0,925	0,925	0,926	0,925	0,925
9	0	14,086	13,600	49,122	47,209	0,927	0,927	0,926	0,925	0,927	0,926	0,926	0,925
10	0	14,091	14,261	49,139	49,804	0,927	0,927	0,926	0,926	0,928	0,928	0,926	0,926
11	0	14,091	14,261	49,139	49,804	0,927	0,927	0,926	0,926	0,928	0,928	0,926	0,926
12	0	7,869	8,366	23,198	25,485	0,927	0,927	0,929	0,929	0,933	0,932	0,929	0,928
13	19	11,569	8,366	39,083	25,485	0,927	0,927	0,926	0,929	0,928	0,932	0,926	0,928
14	19	14,338	10,319	50,111	33,915	0,926	0,927	0,926	0,928	0,927	0,932	0,925	0,928
15	0	15,893	16,011	56,167	56,625	0,926	0,926	0,926	0,926	0,928	0,928	0,926	0,926
16	0	10,608	10,901	35,132	36,343	0,927	0,927	0,928	0,927	0,930	0,930	0,927	0,927
17	0	9,655	9,939	31,128	32,335	0,927	0,927	0,928	0,928	0,931	0,930	0,928	0,927
18	0	13,332	9,939	46,143	32,335	0,927	0,927	0,927	0,928	0,929	0,930	0,926	0,927
19	0	15,627	15,755	55,139	55,636	0,926	0,926	0,926	0,926	0,927	0,927	0,925	0,925
20	0	17,705	17,751	63,158	63,337	0,926	0,926	0,925	0,925	0,925	0,925	0,924	0,924
21	0	21,396	21,392	77,224	77,208	0,926	0,926	0,924	0,924	0,924	0,924	0,923	0,923
22	-19	15,916	20,825	56,247	75,060	0,926	0,926	0,927	0,924	0,930	0,924	0,926	0,923
23	-19	15,916	18,941	56,247	67,891	0,926	0,926	0,927	0,924	0,930	0,924	0,926	0,924

Tabla I. Resultados del flujo de potencia: antes y después de implementar el perfil de carga y descarga de la batería, caso de estudio

CONCLUSIONES

El análisis del flujo de potencia evaluó el impacto de los CELs en la resolución de la congestión, la gestión de las variaciones de voltaje y el apoyo a los OSDs. Los resultados preliminares de la investigación indicaron una reducción en la demanda máxima y un alivio de la congestión en los transformadores de distribución y en el voltaje de los buses de la red. Los hallazgos destacan el impacto de la flexibilidad impulsada por las CELs en la estabilidad de la red y los beneficios potenciales para los miembros de la comunidad y los OSDs:

- Ayuda a aplanar la curva de demanda y mitigar eficazmente la congestión.
- Mejora la estabilidad del voltaje y potencialmente podría ayudar a mantener los voltajes dentro de los límites operativos
- Puede actuar como unidad de apoyo a la red, mejorando la fiabilidad y eficiencia del sistema.

- Los sistemas de almacenamiento de energía comunitarios pueden ayudar a nivelar las cargas al cargar cuando la demanda es baja y descargar durante los picos (Ivanov et al., 2024).
- Escalable e integrable en las estrategias operativas de los OSDs.
- Ofrece beneficios económicos potenciales tanto para los miembros de la comunidad como para los OSDs.

Las CELs promueven la integración de energías renovables y mejoran la eficiencia de las redes de distribución Al ofrecer servicios de flexibilidad, ayudan a reducir el estrés sobre la infraestructura y a evitar costosas ampliaciones de la red, haciendo que los sistemas energéticos sean más asequibles. Además, contribuyen a la estabilidad del voltaje y a la gestión de la congestión, aspectos esenciales para integrar más energías renovables sin comprometer la fiabilidad ni aumentar los costos (European Commission. Directorate General for Energy. et al., 2024). Sin embargo, se resalta la necesidad de marcos regulatorios que apoyen la integración de las CELs y explorar mecanismos de participación en los mercados de servicios de flexibilidad locales.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por el proyecto europeo RESCHOOL (<https://www.reschool-project.eu/>) con financiación de la Unión Europea bajo el contrato N°101096490 del programa Horizon Europe. La autora agradece el soporte y acceso a datos de la empresa de distribución ElectraAvellana y la colaboración del Ayuntamiento de Cornellà del Terri por facilitar la colaboración con la Comunidad Energética Local donde se realizó el piloto del caso de estudio.

REFERENCIAS

- [1] Berg, K., Rana, R., & Farahmand, H. (2023). Quantifying the benefits of shared battery in a DSO-energy community cooperation. *Applied Energy*, 343, 121105. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121105>
- [2] European Commission. Directorate General for Energy., ETIP SNET., & ISGAN. (2024). Energy communities' impact on grids: Energy community embedment increasing grid flexibility and flourishing electricity markets. Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2833/299800>
- [3] García-Muñoz, F., Martín, S. S., & Eichman, J. (2024). Empowering Energy Communities by A User-Centric Model for Self-Managed Congestion via Local P2P and Flexibility Markets. 2024 20th International Conference on the European Energy Market (EEM), 1–5. <https://doi.org/10.1109/EEM60825.2024.10609008>
- [4] Ivanov, O., Luca, M.-A., Neagu, B.-C., Grigoras, G., & Gavrilas, M. (2024). Flexible Energy Storage for Sustainable Load Leveling in Low-Voltage Electricity Distribution Grids with Prosumers. *Sustainability*, 16(10), 3905. <https://doi.org/10.3390/su16103905>
- [5] Pereira, H., Faia, R., Gomes, L., Faria, P., & Vale, Z. (2024). Congestion Management in Energy Communities Using a Two-Step Demand Response Methodology. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 60(4), 5344–5351. <https://doi.org/10.1109/TIA.2024.3395228>
- [6] Taxt, H., Bjarghov, S., Askeland, M., Granado, P. C. del, Morch, A., Degefa, M. Z., & Rana, R. (2025). Integration of energy communities in distribution grids: Development paths for local energy coordination. *Energy Strategy Reviews*, 58, 101668. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2025.101668>
- [7] Thurner, L., Scheidler, A., Schafer, F., Menke, J.-H., Dollichon, J., Meier, F., Meinecke, S., & Braun, M. (2018). Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6), 6510–6521. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2829021>
- [8] Weckesser, T., Dominković, D. F., Blomgren, E. M. V., Schledorn, A., & Madsen, H. (2021). Renewable Energy Communities: Optimal sizing and distribution grid impact of photo-voltaics and battery storage. *Applied Energy*, 301, 117408. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117408>
- [9] European Commission. (2022). Strategies and tools for incentivization and management of flexibility in energy communities with distributed resources (RESCHOOL) [Proyecto HORIZON]. CORDIS. <https://cordis.europa.eu/project/id/101096490>
- [10] https://www.reschool-project.eu/wp-content/uploads/2024/12/D1.1_Energy-management-framework-for-communities-in-the-EU.pdf (10/09/2025)

APLICACIÓN DEL CONTROL PREDICTIVO PARA EL CONTROL DE INVERSORES TRIFÁSICOS PARA SU CONEXIÓN A LA RED Y MOTORES ASÍNCRONOS

Noralhda Issa, Universidad Rey Juan Carlos / Grado en ingeniería de tecnologías industriales
Estudiante de Máster en ingeniería industrial, Universidad Rey Juan Carlos

Supervisor/es: Imene Yahyaoui, Universidad Rey Juan Carlos/ Departamento Matemática Aplicada/ Ciencia e Ingeniería de Materiales y Tecnología Electrónica.

Joaquín Vaquero López, Universidad Rey Juan Carlos/ Departamento Matemática Aplicada/ Ciencia e Ingeniería de Materiales y Tecnología Electrónica.

Resumen: Con el enfoque actual de la sostenibilidad y la mejora del control de sistemas de electrónica de potencia y dentro de la línea temática de digitalización, este paper presenta los resultados desarrollados en un trabajo de fin de grado que se basa en el estudio y la aplicación del control predictivo basado en modelo (Model Predictive Control o MPC), principalmente a convertidores de electrónica de potencia para su conexión a la red eléctrica y máquinas asíncronas (MAS) para su accionamiento y mantener el par máximo. La aplicación del MPC tiene como objetivo tener una mejor respuesta tanto en régimen permanente como en transitorio (respuesta dinámica). Para ello, se han modelado ambos sistemas. Además, se ha diseñado el algoritmo de control y se ha comprobado su correcto funcionamiento mediante simulaciones mediante el software de simulación Matlab/Simulink. En concreto, en la primera aplicación se controla la corriente inyectada a la red eléctrica, para lo que se emplea una programación por bloques que permite definir los componentes del sistema. Además, se desarrollan técnicas para compensar los efectos que aparecen cuando el tiempo de cálculo del algoritmo de control es considerable respecto del tiempo de muestreo, alcanzando mejoras significativas en el comportamiento del sistema y consiguiendo minimizar el rizado de la corriente de carga sobre la corriente de referencia. Para el caso del control aplicado a la máquina asíncrona, se implementa el control predictivo de par o torque (Predictive Torque Control o PTC). El modelado dinámico de esta máquina se utiliza para realizar la predicción del flujo del estator y el par de la misma, consiguiendo un control eficiente y resultados óptimos en las simulaciones y se ha demostrado la capacidad del controlador para compensar el par de la carga y alcanzar la velocidad establecida como referencia.

Palabras clave: MPC, redes eléctricas, electrónica de potencia, control.

INTRODUCCIÓN

Con el avance tecnológico en los últimos años, la demanda energética en términos de eficiencia y rendimiento ha provocado un aumento en el uso de los convertidores electrónicos de potencia. Estos dispositivos se emplean en diversos sectores: Industrial, residencial, transporte, energías renovables y sistemas de almacenamiento de energía (Rodríguez & Cortes, 2012). Estos están formados por un conjunto de dispositivos semiconductores de potencia, controlados por señales electrónicas y algunos elementos de almacenamiento de energía, como inductores y condensadores. Los convertidores se dividen en las siguientes categorías principales, según el tipo de conversión de entrada a salida que el sistema preforma: rectificadores de corriente alterna (CA) a corriente continua (CC), inversores CC a CA, convertidores CC a CC y transformadores CA a CA (Mohan, 2009).

Entre las estrategias de control para estos sistemas, destaca el control predictivo empleado para accionamientos eléctricos, así como para convertidores conectados a red. Las dos ideas fundamentales de este método son:

1. Estimar predicciones del comportamiento futuro del sistema, usando un modelado del sistema y la carga que está conectada al convertidor.
2. El uso de un criterio para seleccionar el estado de conmutación óptimo durante un horizonte de predicción. Dependiendo del criterio de optimización elegido los métodos de control predictivo varían, en el caso del control predictivo basado en modelo (MPC) con conjunto de control continuo o finito el criterio es minimizar una función de coste.

El MPC es una técnica avanzada de control que se implementó en procesos químicos a finales de los años setenta. En la década de 1980, con la mejora en la capacidad de cálculo, MPC comenzó a utilizarse en sistemas de alta potencia, incluyendo electrónica de potencia y accionamientos eléctricos. Su principio de funcionamiento consiste en predecir

el comportamiento futuro de una variable que se desea controlar, como por ejemplo el par de una máquina asíncrona o la corriente a inyectar a la red eléctrica, y seleccionar la conmutación de los interruptores a activar que minimice una función de coste. Existen dos enfoques principales: MPC con conjunto de control continuo (*Continuous Control Set MPC* o CCS-MPC), que requiere un modulador que genera la tensión de salida deseada; y MPC con conjunto de control finito (*Finite Control Set MPC* o FCS-MPC), que trabaja directamente con los vectores de conmutación. Esta técnica ofrece ventajas como su flexibilidad ante no linealidades y restricciones, pero también implica alta carga computacional y la necesidad de algoritmos de adaptación si los parámetros varían con el tiempo (Rodríguez & Cortes, 2012).

CASO DE ESTUDIO

En este paper, se implementa un control predictivo basado en modelos con un conjunto de control finito (FCS-MPC) a convertidores de potencia, concretamente a un inversor trifásico. Para abordar este trabajo, se han realizado una serie de simulaciones en el entorno de programación Matlab/Simulink y se desarrollan las siguientes etapas:

1. Aplicación del método MPC a un inversor trifásico conectado a una carga trifásica unida a la red eléctrica para garantizar que las corrientes de carga siguen las corrientes de referencia.

Además, se realizarán dos análisis:

- Estudio del efecto del retardo durante el funcionamiento del controlador cuando el tiempo de cálculo es próximo al tiempo de muestreo del controlador.
 - Compensación del retardo en la corriente de carga cuando el tiempo de muestreo es elevado.
2. Control predictivo de una máquina asíncrona conectada a un inversor trifásico para controlar el par electromagnético y el flujo del estator. Además, se visualizará el comportamiento de la MAS cuando se introduce un par de carga.

Control predictivo (MPC) aplicado al inversor 3N conectado a la red

En este caso, se utiliza el MPC con conjunto de control finito para controlar la corriente que circula por una impedancia inductiva (con su resistencia parásita) trifásica conectada a una red eléctrica en configuración estrella, considerando un horizonte de predicción finito.

Como se observa en el esquema de la Figura 1, la implementación del MPC sigue los siguientes pasos :

- Definición de la corriente de referencia (i_k^*) que la corriente inyectada a la red (i_k) debe seguir.
- Obtención del modelo predictivo: El inversor trifásico se representa mediante los vectores de tensión generados por los ocho posibles estados de conmutación de los interruptores. Además, se define el modelo de la carga RL conectada a la red, que relaciona tensión y corriente:

$$V = L \cdot \frac{di}{dt} + R \cdot i + e$$

Utilizando la discretización de Euler:

$$\frac{di}{dt} \approx \frac{i(k+1) - i(k)}{T_s}$$

Se obtiene el modelo predictivo de la corriente: $i^p(k+1) = \left(1 - \frac{R \cdot T_s}{L}\right) \cdot i(k) + \frac{T_s}{L} \cdot (V(k) - e(k))$

Donde $i^p(k+1)$ es la corriente predicha, T_s el tiempo de muestreo y $e(k)$ la tensión de la red.

- Definición de la función de coste: Para cada estado de conmutación, se compara la corriente predicha en el instante $k+1$ con la corriente de referencia. El estado óptimo (S_a, S_b, S_c) que minimiza la función de coste se selecciona para controlar el inversor, asegurando que la corriente inyectada siga la referencia.

La función de coste g , expresada en coordenadas ortogonales (α, β), se define como:

$$g = |i_{\alpha}^*(k+1) - i_{\alpha}^p(k+1)| + |i_{\beta}^*(k+1) - i_{\beta}^p(k+1)|$$

Siendo $i_{\alpha}^p(k+1)$ y $i_{\beta}^p(k+1)$ las partes imaginarias y reales de la corriente de carga predichas para el siguiente instante de tiempo y $i_{\alpha}^*(k+1)$ y $i_{\beta}^*(k+1)$ son las corrientes de referencia que se desean seguir (Rodríguez & Cortes, 2012).

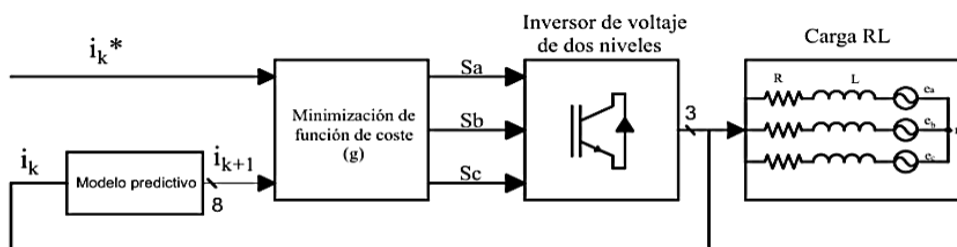


Figura 1 Diagrama de bloques de un control predictivo aplicado a una carga RL trifásica

Método de compensación del retardo

En un controlador predictivo, el tiempo de cálculo es el tiempo que se tarda en resolver el problema de optimización. Si este tiempo es significativo, habrá un retardo entre el instante en que se activa el estado de conmutación óptimo y el instante para el cuál se calculó ese óptimo, disminuyendo la precisión del controlador, lo que puede afectar a su rendimiento si no se maneja adecuadamente.

Para reducir la ondulación en torno a la referencia en un MPC aplicado a una carga R-L trifásica, se modifican los pasos seguidos en el diseño del controlador:

- Medir las corrientes de la carga.
- Aplicar la secuencia de conmutación óptima previamente obtenida en el intervalo anterior: En el arranque, al no haber instante anterior, o en el caso de no haber datos, se selecciona el vector de voltaje nulo.
- Estimar la corriente de la carga en el instante $k+1$, considerando el vector de voltaje aplicado.
- Predecir la corriente en el instante $k+2$ para los 8 posibles estados de conmutación.
- Calcular la función de coste y seleccionar el estado de conmutación que minimiza esta función en el instante $k+2$ (Rodríguez & Cortes, 2012).

Control predictivo de torque (PTC) aplicado a una máquina asíncrona

El control predictivo de torque (PTC) es una estrategia de control no lineal de convertidores empleados como accionamiento eléctrico. En una máquina asíncrona con rotor de jaula de ardilla el PTC se implementa para controlar el par electromagnético y el flujo del estator del motor.

En el esquema de control del PTC (Figura 2). La velocidad de referencia (ω^*) se compara con la velocidad del medido del rotor (ω), el error generado alimenta el controlador PI. Este controlador calcula la magnitud del flujo del estator (ψ_s^*) y el par de referencia (T^*). A continuación, la corriente del estator (i_s) y la velocidad angular del rotor que son las variables medibles, se utilizan para estimar las variables no medibles, como el flujo del estator (ψ_s) y del rotor (ψ_r). Con estas predicciones, el bloque de predicción utiliza el modelo matemático de la máquina asíncrona para evaluar el par y el flujo del estator en el siguiente instante de muestreo ($k+1$) para cada estado de conmutación del inversor. Finalmente, se comparan la referencia de par y flujo, junto con los valores predichos mediante una función de coste y se aplica al inversor trifásico la secuencia de conmutación óptima en siguiente instante de muestreo (Rodríguez & Cortes, 2012).

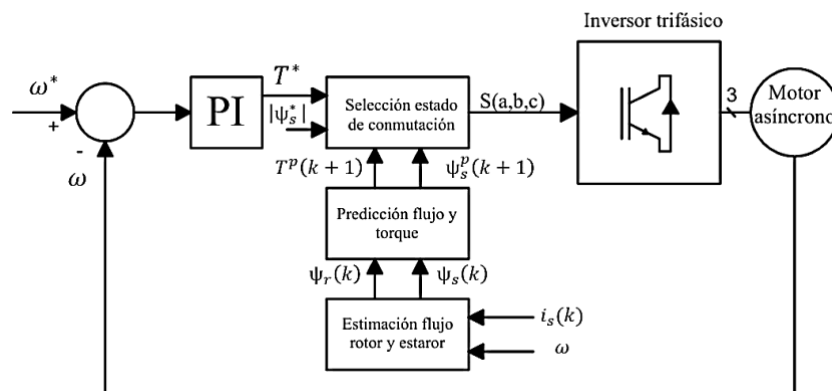


Figura 2 Esquema de control predictivo de torque de una máquina asínrona

RESULTADOS OBTENIDOS

En el caso del control predictivo aplicado al inversor trifásico conectado a la red, la Figura 3 muestra las corrientes trifásicas medidas y de referencia obtenidos tras la aplicación del control predictivo al inversor trifásico conectado a la red. Al inicio de la simulación, las corrientes medidas de salida del inversor no son sinusoidales puras, sino que hay distorsiones y transiciones abruptas. En la función de Matlab se establece un estado inicial de conmutación (0, 0, 0) que se emplea para estimar las variables que dependen de ese estado de conmutación en el instante anterior, esto provoca que inicialmente la tensión aplicada a la carga se considera cero, aunque en realidad no lo es, lo que produce esas distorsiones al pasar a otro estado en el siguiente intervalo de muestreo. Tras un período transitorio corto de menos de un ciclo de red, las corrientes se ajustan a la referencia establecida.

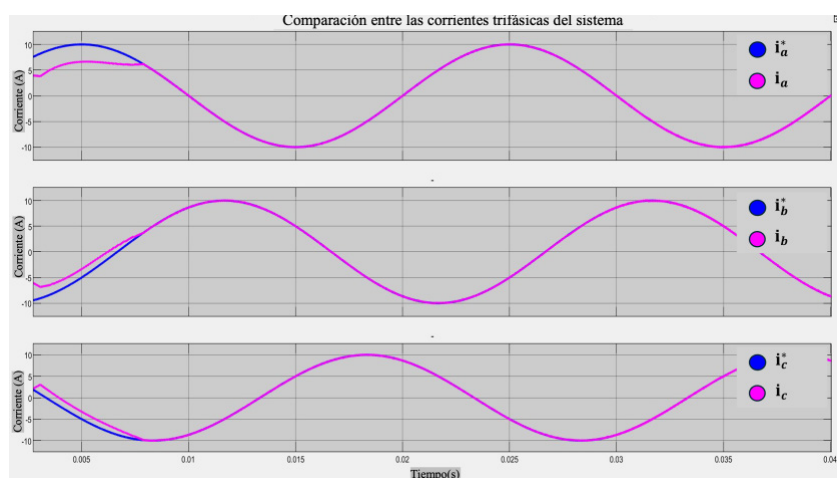


Figura 3 Control predictivo aplicado al inversor trifásico conectado a la red: comparación entre las corrientes trifásicas del sistema: (i_a^* , i_b^* , i_c^*) señales de referencia con color azul, (i_a , i_b , i_c) señales de salida con color rosa

Tras aplicar la compensación del retardo, se compara la corriente de la fase *a* con su referencia (línea negra) en la siguiente Figura con un tiempo de muestreo igual a 50 μ s. La corriente sin la compensación (línea azul) presenta desviaciones al inicio, así como un rizado mayor alrededor de la referencia. La corriente con el retardo compensado (línea rosa) muestra un comportamiento con menos distorsiones y está más alineada con la referencia.

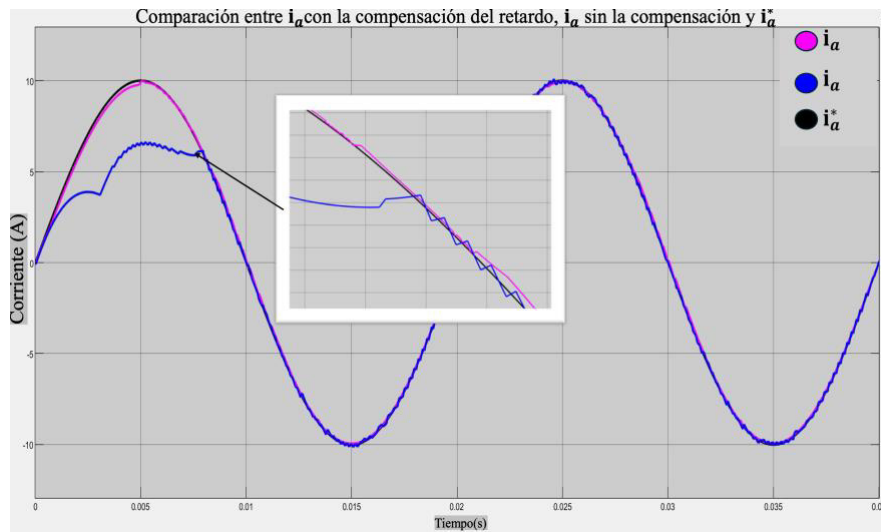


Figura 4 Control predictivo aplicado al inversor trifásico conectado a la red: comparación de corrientes de la fase a: i_a rosa con la compensación de retardo, i_a azul sin la compensación de retardo y la referencia i_a^* , en negro

En el caso del control predictivo de torque aplicado a una máquina asíncrona, se observa que la velocidad mecánica aumenta linealmente hasta alcanzar $300 \frac{rad}{s}$. Por otro lado, el par de la máquina al principio es igual al par de referencia que es el par nominal, se mantiene constante para acelerar el motor desde el reposo hasta la velocidad deseada. Después, disminuye rápidamente ya que en ausencia de la carga no se necesita par para mantener la velocidad. Tras un transitorio de arranque las corrientes del estator se estabilizan, y luego disminuye su amplitud cuando se alcanza la velocidad de $300 \frac{rad}{s}$.

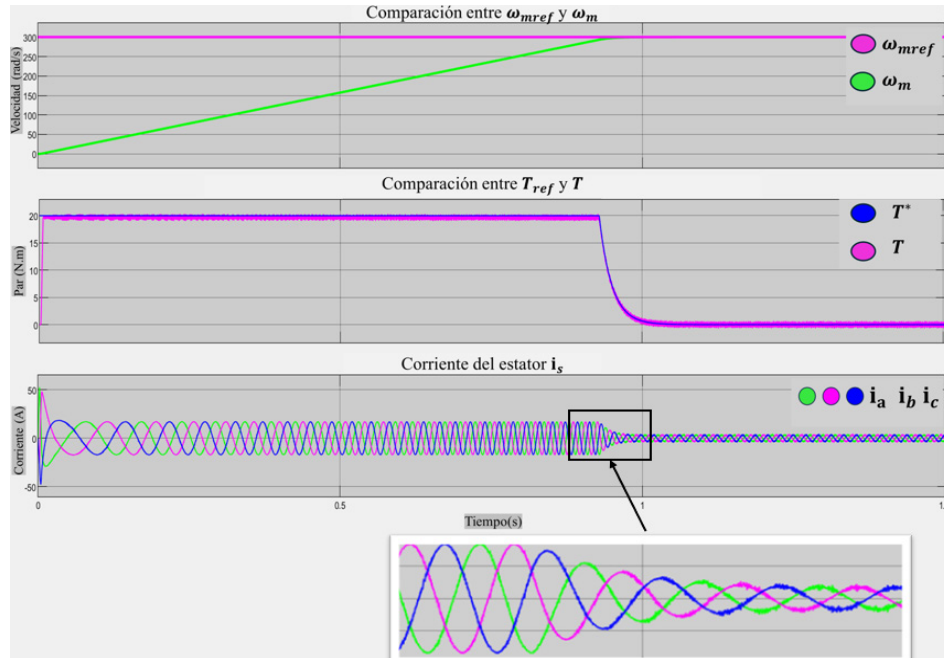


Figura 5 Control predictivo de torque aplicado a una máquina asíncrona: Comportamiento de la máquina asíncrona sin par de carga

En la siguiente prueba, 1,5 segundos después de arrancar el motor, se aplica una carga de 10 $N.m$, donde la corriente del estator aumenta y el par generado por la máquina aumenta rápidamente hasta 10 $N.m$ para compensar la carga aplicada.

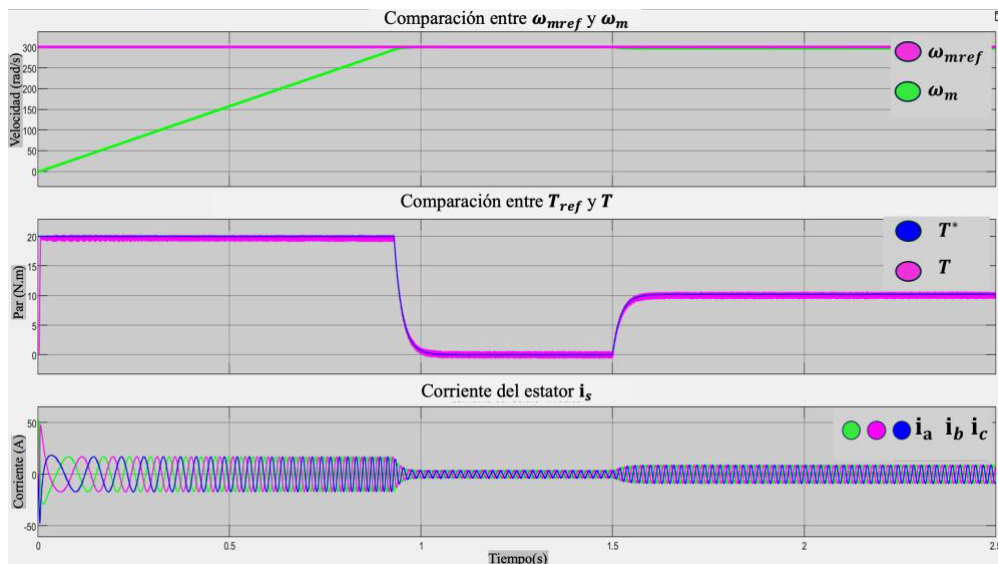


Figura 6 Control predictivo de torque aplicado a una máquina asíncrona: comportamiento de la máquina asíncrona cuando se introduce un par de carga

CONCLUSIONES

En este paper, se ha aplicado el MPC para el control de inversores trifásicos conectados a la red y para el control del par de máquinas asincrónicas. La implementación del MPC para controlar la corriente de inyectada a una red eléctrica ha demostrado resultados coherentes y esperados con distorsiones mínimas. Además, se han empleado técnicas de compensación del retardo teniendo en cuenta el efecto de retardo cuando el tiempo de cálculo es considerable, consiguiendo minimizar el rizado de la corriente de carga sobre la corriente de referencia. En cuanto a la aplicación de la estrategia de control del par electromagnético sobre una máquina asíncrona con rotor de jaula de ardilla, se ha demostrado la capacidad del controlador para compensar el par de la carga y alcanzar la velocidad establecida como referencia. Por lo tanto, se ha demostrado la viabilidad y la eficiencia de estas técnicas para controlar los inversores trifásicos conectados a red.

REFERENCIAS

- Cortes, P., Rodriguez, J., Silva, C. & Flores, A., 2012, "Delay Compensation in Model Predictive Current Control of a Three-Phase Inverter," IEEE Transactions on Industrial Electronics, 59(2), pp. 1323–1325. doi:10.1109/tie.2011.2157284.
- Ferrero Delgado, J., 2018, *Filtro para la frecuencia de conmutación de un inversor fotovoltaico*, Trabajo Fin de Grado, Universidad de Valladolid, Escuela de Ingenierías Industriales.
- Mohan, N., 2009, *Electrónica de Potencia. Convertidores, Aplicaciones y Diseño*, McGraw-Hill Interamericana Editores S.A. de C.V. ISBN 9789701072486.
- Restrepo, C.P., Torres, C.A. & Murillo, D.Y., 2008, "Diseño y construcción de un inversor trifásico," *Scientia et Technica*, 3(40). ISSN 0122-1701.

07

Sección Start-up



INGENIERÍA | SISTEMAS | VEHÍCULOS

Robotización del control de vegetación en líneas eléctricas y campos fotovoltaicos,

Vehículos multipropósito no tripulados, totalmente programables, especialmente diseñados para el laboreo repetitivo en grandes extensiones , y terrenos de orografía compleja.



Motorizaciones: Diferentes rangos de potencia.
Configuración para alta inclinación.

- Diesel: Motor diesel + Transmisión hidrostática.
- Híbrida: Motor diesel + Transmisión eléctrica.
- 100% Eléctrica: Baterías + Transmisión eléctrica.



Modos de control.

- Radio Control. Alcance hasta 300m.
- Teleoperación. Visión 360º.
- Modo autónomo. Planificador de trayectorias.



- Compatible con todo tipo Implementos.
- Integrable en los sistemas de gestión implantados

SVMAC

C/Consuelo Busto 78 33211 Gijón – Asturias Tel +34 984 28 26 92

svmac@svmac.es

Almacenamiento energético inteligente



Autoconsumo industrial y comercial



Infraestructuras de recarga



Hibridación plantas de generación renovable

Acompañamiento
de principio a fin

Dimensionamiento

Suministro y Puesta en
Marcha

Operación y
Mantenimiento



+60

MWh acumulados

+130

Proyectos desplegados

+7

años

Más info:



UNA NUEVA GENERACIÓN DE MATERIALES COMPUESTOS AVANZADOS

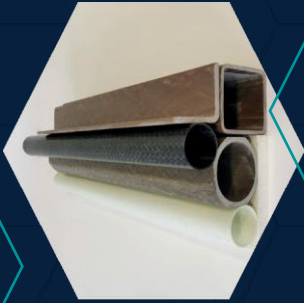
BIRKA COMPOSITES ha desarrollado y patentado un sistema propio para la fabricación en continuo de perfiles en materiales compuestos llamado Dual Pull Braiding, que se basa en la disposición trenzada de fibras embebidas en una matriz polimérica y cuya principal ventaja es el incremento de las propiedades mecánicas de los perfiles y la mejora de las ratios productivas en comparación con aquéllas obtenidas mediante otros métodos tradicionales de fabricación de materiales compuestos.



PROPIEDADES DEL MATERIAL

PROPIEDADES VALOR

Densidad (g/cm³)	2
Resistencia al fuego	V-0
Dureza de Barcol	> 32
Resistencia UV (envejecimiento acelerado)	> 5.000h
Rigidez dieléctrica (Kv/mm)	10kV/mm
Deterioro por corrosión	Ausencia
Límite elástico minorado (Mpa)	300
Conductividad térmica (W/m.k)	0,4



Dieléctrico



Resistente al fuego



Resistente a impacto



Ultraligero



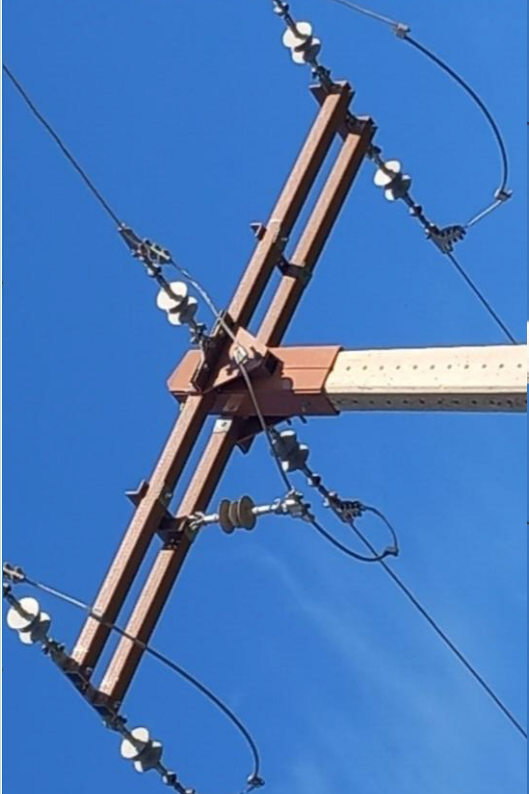
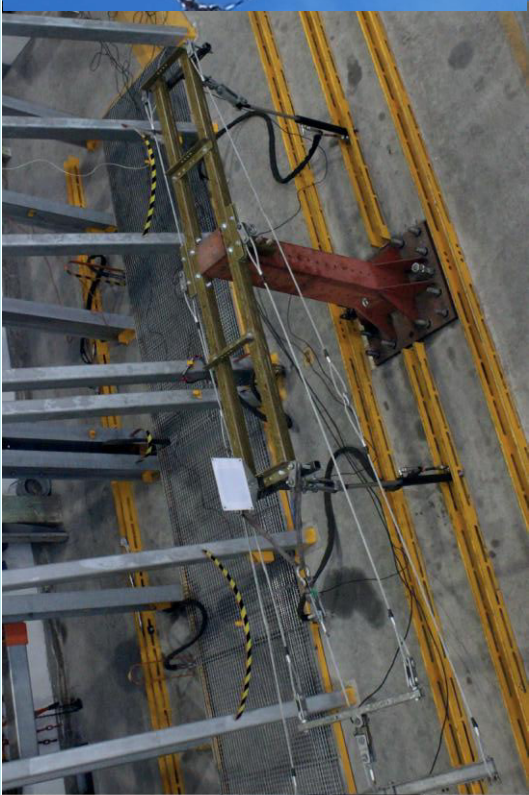
Adecuado para zonas ATEX



Resistente a corrosión



Eficiencia en costes



CRUCETAS AISLANTES:

UNA SOLUCIÓN ESTRUCTURAL PARA GARANTIZAR LA SEGURIDAD DE LA AVIFAUNA EN LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS ÁREAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN

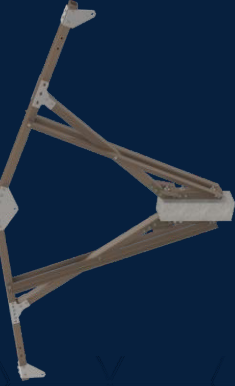


- Eliminación del 100% de las electrocuciones fase-tierra
- Sustitución directa de las crucetas metálicas
- Modelos de crucetas y capuchones anti-posada aislantes adaptables a todo tipo de apoyo (hormigón, chapa, presilla, celosía,..)
- Solución avifauna homologada sin necesidad de forrar los conductores
- Vida útil > 30 años

RECTA



BÓVEDA



SEMI-CRUCETA



Colaboraciones:

